

Performance Issues im Schweizer Stromhandel

(Der Beginn der Teilliberalisierung in der Schweiz)

Ein Positionspapier zur Schweizer Stromwirtschaft

Karl Frauendorfer, Robert Gutsche, Michael Schürle
(ior/cf-HSG, Universität St.Gallen)

22. Juli 2019

Würdigung: Die in dieser Arbeit erzielten Ergebnisse basieren auf Methoden des ior/cf-HSG, deren Entwicklung als Teil der Aktivitäten innerhalb des SCCER CREST finanziell durch die *innosuisse* mitunterstützt wurde.

Prof. Dr. Karl Frauendorfer ist Ordinarius für Operations Research an der Universität St. Gallen, Mitglied der School of Finance und Direktor des ior/cf-HSG.

Prof. Robert Gutsche, PhD ist Assistenzprofessor für Finanz- und Rechnungswesen an der Universität St.Gallen, Mitglied der School of Finance und Leiter des Competence Centers Security Analysis innerhalb des ior/cf-HSG.

Dr. Michael Schürle ist Vize-Direktor am ior/cf-HSG und verantwortlich für finanz- und energiewirtschaftliche Anwendungen von stochastischen Modellen

Management Summary

Die Notwendigkeit des *Eigenhandels (Proprietary Trading, Prop-Trading)* als Kernbestandteil des Geschäftsmodells der Schweizer Stromkonzerne ist politisch umstritten. *Prop-Trading* definieren wir als *spekulativen Handel*, ohne dabei Bezug auf die Nutzung bestimmter Ressourcen (z.B. Kraftwerk, Übertragungskapazitäten, Speicher) zu nehmen. Dies charakterisiert gleichzeitig die Abgrenzung zum *Asset-backed Trading*. Um allfällige Querfinanzierungen negativer Ergebnisbeiträge aus dem *Prop-Trading* bestmöglich aus den Finanz- und Geschäftsberichten zu erkennen, beziehen wir *Absicherungsgeschäfte* sowie den *inneren Wert* der Kraftwerke mit ein. Unter dem *inneren Wert* eines Kraftwerks verstehen wir den Erlös der Stromproduktion auf Basis *Swissix* (Marktgebiet Schweiz) abzüglich *EBIT-relevanter Gestehungskosten*. Innerhalb dokumentierter Modellannahmen schätzen wir das *EBIT-Potenzial* für den *inneren Wert der Kraftwerke* sowie für das *Asset-backed Trading in Spot- und Forward-Märkten*. Für die Quantifizierung des *Absicherungserfolgs* definieren wir eine über 3 Jahre rollierende Absicherungsstrategie für Spitzen- und Bandenergie auf Basis von *Peak- und Base-Futures*, die uns als Benchmark dient.

Wir haben für das Geschäftsjahr 2008/09 bzw. 2009 den Ergebnisbeitrag des *Prop-Tradings* der grossen Schweizer Stromproduzenten *Alpiq, Axpo und BKW* analysiert, dies gestützt zum einen auf die einschlägigen Finanz- und Geschäftsberichte für das zugrundeliegende Geschäftsjahr, zum anderen auf unsere Annahmen und den daraus resultierenden Schätzungen für die verschiedenen EBIT-Beiträge.

Die von uns kalkulierten Erlöspotenziale *des Asset-backed Trading* basieren auf Modellen und Annahmen, deren Robustheit wir dokumentieren. Zusammen mit den Ausführungen zur finanziellen Berichterstattung belegen sie die Notwendigkeit erhöhter Transparenz in Bezug auf *Absicherungsgeschäfte, Asset-backed und Proprietary Trading*. Ansonsten besteht die Gefahr, dass sich Performancerisiken des *Prop-Tradings* mit *Absicherungsgeschäften-* oder Erlöspotenzialen des *Asset-backed Trading* überlagern. Die differenzierte Performance- und Risikobetrachtung der angesprochenen Unternehmensaktivitäten, insbesondere in Bezug auf Risiko- und Spekulationsgeschäfte, gehört zu guter *Corporate Governance*.

Zu berücksichtigen ist, dass die IFRS-Rechnungslegung ein allgemeines, an Prinzipien orientiertes Rechnungslegungssystem ist und nicht alle, insbesondere branchenspezifischen Bilanzierungsfragen im Detail regelt. Dies darf aber nicht dazu führen, dass im Berichtswesen die Bereitstellung entscheidungsnützlicher Informationen eingeschränkt wird. Verwaltungsrat und Geschäftsführung müssen im Sinne guter *Corporate Governance* differenziert über die Performance und Risiken der einzelnen Geschäftsmodelle im Stromhandel und über Absicherungsgeschäfte informiert werden, um handlungsfähig zu bleiben.

Timing und Richtung der Absicherung sowie *Absicherungsvolumen* definieren den Erfolg einer Absicherungsstrategie. Wir halten warnend fest, dass der *Eigenhandel (Prop-Trading)* innerhalb des Energiehandels nebst potentiellen spekulativen Verlusten auch die umgesetzten Absicherungen übersteuern und damit einen grossen Teil des Absicherungserfolgs vernichten kann.

Wir haben anhand der Berichterstattungen der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* erkannt, dass im Geschäftsjahr 2009 bzw. 2008/09 das *Hedge-Accounting* nicht oder in einem sehr geringen Ausmass angewandt wird. *Spekulativer Handel (Eigenhandel, Prop-Trading)* beginnt mit unserem Verständnis bereits bei der Überschreitung von vorgegebenen Absicherungskorridoren. Auf Basis dieses Kriteriums und unserer Unterteilung des EBIT nach *inneren Wert der Kraftwerke (inkl. Bezugsverträgen)*, *Absicherungsgeschäften*, *Asset-backed Trading* und *Eigenhandel (Prop-Trading)* stellen wir fest, dass der *spekulative Handel* mit negativem Ergebnisbeitrag das Jahresergebnis 2009 bzw. 2008/09 deutlich verschlechtert. Für *Alpiq* und *Axpo* schätzen wir diesen *negativen Ergebnisbeitrag* aus *Eigenhandel (Prop-Trading)* in mittleren dreistelligen Millionenbeträgen. Aus unserer Sicht werden bei *Alpiq* die Verluste des Eigenhandels querfinanziert mit *Asset-backed Trading*, bei *Axpo* zusätzlich noch mit einem ca. 20%-Anteil jenes EBIT, der aus der Kraftwerksbewirtschaftung durch *EGL* resultiert. Im Falle *BKW* erkennen wir, dass unser geschätzter Absicherungserfolg nicht via *Hedge-Accounting* sondern indirekt über Handelsgeschäfte innerhalb des Energiehandels realisiert wurde. Für *BKW* schätzen wir einen negativen Ergebnisbeitrag aus *Eigenhandel (Prop-Trading)* im mittleren zweistelligen Millionenbereich.

Gestützt auf unseren Annahmen und Analysen haben wir den *Ergebnisbeitrag des Eigenhandels (Prop-Trading)* als Teil des Energiehandels innerhalb der drei grossen Schweizer Stromproduzenten für das Geschäftsjahr 2008/09 bzw. 2009 analysiert und vom *Asset-backed Trading* abgegrenzt. In die Analyse miteingeflossen sind der *innere Wert des Kraftwerkparks* und *Absicherungsgeschäfte* sowohl im *Hedge-Accounting* wie auch innerhalb des Energiehandels. Wie sich unter unseren Modellstrukturen der Ergebnisbeitrag aus *Eigenhandel* für die drei grossen Schweizer Stromproduzenten in den nachfolgenden Geschäftsjahren 2010-2018 darstellt, ist Thema anstehender Untersuchungen.

Zusammengefasst ziehen wir unter den dokumentierten Modellannahmen folgende Schlüsse aus den Jahresergebnissen 2008/09 und 2009 der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW*:

Alpiq: Jahresergebnis 2009 [3]

Alpiq produzierte und beschaffte Strom in Höhe von 34,8 TWh. *Alpiq* weist in ihrem Finanzbericht 2009 für ihren Geschäftsbereich *Trading & Services* einen EBIT in Höhe von CHF 127 Mio. aus. Unser Benchmark für die Absicherung angewandt auf ein abzusicherndes Produktionsvolumen (*Long Position*) der *Alpiq* in Höhe von 12,8 TWh ergibt einen Absicherungserfolg per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009 in Höhe von CHF 420 Mio. Im Finanzbericht 2009 weist *Alpiq* einen Absicherungsverlust in Höhe von CHF 22 Mio. aus. Bezogen auf unseren Benchmark entspricht dies einer Absicherung einer *Short-Position* (als Teil einer Lieferverpflichtung) von 0,6 TWh. Dies entspricht einer um 0,6 TWh zu hohen Eindeckung einer Lieferverpflichtung, die zu tieferen Preisen wieder an den Markt abgegeben werden musste.

Für das *Asset-backed Trading in Spot- und Forwardmärkten* schätzen wir das EBIT-Potenzial der *Alpiq* auf CHF 217 Mio. Zusammen mit dem nicht ausgewiesenen Absicherungserfolg von CHF 420 Mio., führt dies zu einem *negativen Ergebnisbeitrag aus Eigenhandel* von CHF 510 Mio. Falls die *Asset-Trader* 50% (CHF 108 Mio.) unseres geschätzten EBIT-Potenzials aus *Asset-*

backed Trading generiert hätten, realisierte ein *Verlust aus Eigenhandel* in Höhe von CHF 402 Mio. Wir schätzen damit je nach Handelserfolg der Asset-Trader den *Verlust im Eigenhandel der Alpiq* auf CHF 402-510 Mio. Relativ zum *Eigenkapital* in Höhe von CHF 7'930 Mio. beträgt der *Verlust aus Eigenhandel* ca. 6%.

Das Kontraktvolumen der *Alpiq* betrug per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009 etwa 55'000 Mio. Gemessen am Marktwert ihrer Jahresproduktion von gerundet 1'500 Mio. in 2009, bedeutet dies, dass das Kontraktvolumen des Energiehandels der *Alpiq* dem 36-fachen ihrer Jahresproduktion entspricht.

Axpo: Jahresergebnis 2008/09 [4]

Axpo produzierte und beschaffte Strom in Höhe von 38,1 TWh. Wir vergleichen den *EBIT* der Tochtergesellschaften *Axpo AG* (385 Mio.) und *CKW* (136 Mio.) mit unserem geschätzten *inneren Wert* für Produktion und Vertrieb der *Axpo* in Höhe von 887 Mio. Es fällt auf, dass unsere Schätzung die ausgewiesenen *EBITs* der *Axpo AG* und *CKW* in Summe um 366 Mio. übersteigt. Wir schliessen daraus, dass im Jahresergebnis 2008/09 der Handelstochter *EGL* 366 Mio. als Anteil des *inneren Wertes* der *Axpo* Kraftwerke, einschliesslich *Bezugsverträgen*, zugerechnet worden ist, dies aufgrund Beiträgen der *EGL* zur Bewirtschaft ihrer Kraftwerke. Damit schliessen wir, dass *EGL* aus *Absicherungen, Asset-backed Trading und Prop-Trading* zusammen einen negativen Ergebnisbeitrag in Höhe von CHF 36 Mio. generierte. Dieser *negative Ergebnisbeitrag* wurde aus unserer Sicht mit *EBIT-Beiträgen* der Kraftwerke querfinanziert, dies im Umfang von 20% des *EGL*-Anteils.

Unser Benchmark für die Absicherung angewandt auf ein abzusicherndes Produktionsvolumen (*Long Position*) der *Axpo* in Höhe von 22,1 TWh ergibt einen Absicherungserfolg per Bilanzstichtag 30. September 2009 in Höhe von CHF 370 Mio. Für das Berichtsjahr führt *Alpiq* im Rahmen des *Hedge-Accounting* einen Verlust in Höhe von 42,3 Mio. in die Erfolgsrechnung über.

Für das *Asset-backed Trading in Spot- und Forwardmärkten* schätzen wir das *EBIT-Potenzial* der *Axpo* auf CHF 316 Mio. Zusammen mit dem nicht ausgewiesenen Absicherungserfolg von CHF 370 Mio., ergibt dies einen *negativen Ergebnisbeitrag aus Eigenhandel* von CHF 701 Mio. Falls die *Asset-Trader* der *Axpo* 50% (CHF 158 Mio.) unseres geschätzten *EBIT-Potenzials* im *Asset-backed Trading* generiert hätten, realisierte ein *Verlust aus Eigenhandel* in Höhe von CHF 543 Mio. Wir schätzen damit je nach Handelserfolg der Asset-Trader den *Verlust im Eigenhandel der Axpo* auf CHF 543-701 Mio. Relativ zum *Eigenkapital* in Höhe von CHF 7'595 Mio. beträgt der *Verlust aus Eigenhandel* ca. 8-9%.

Das Kontraktvolumen der *Axpo* betrug per Bilanzstichtag 30. September 2009 etwas weniger als 80'000 Mio. Gemessen an einem Marktwert der Jahresproduktion von gerundet 2'500 Mio. in 2009, bedeutet dies, dass das Kontraktvolumen des Energiehandels der *Axpo* dem 32-fachen ihrer Jahresproduktion entspricht.

BKW: Jahresergebnis 2008/09 [5]

BKW produzierte in 2009 gesamt 10,5 TWh und generierte über ihre Geschäftsbereiche *Energie Schweiz* und *Energie International und Handel* einen EBIT in Summe von CHF 234 Mio. Wir schätzen für *Produktion und Vertrieb* einen EBIT in Höhe von CHF 140 Mio. Abzüglich der Grundversorgung 8 TWh sind aus unserer Sicht ein Produktionsvolumen (Long-Position) von 2,5 TWh abzusichern. Basierend auf unserem Absicherungs-Benchmark resultierte per Bilanzstichtag ein positiver Absicherungserfolg in Höhe von CHF 84 Mio. Damit sehen wir auf Stufe *EBIT* den Absicherungserfolg im Jahresergebnis der *BKW* realisiert, dies nicht als Teil des *Hedge-Accounting*, sondern als Teil des Energiehandels. Damit wird aus unserer Sicht der in 2009 resultierende Absicherungserfolg implizit als Handelserfolg der *BKW* ausgewiesen.

Für das *Asset-backed Trading in Spot- und Forwardmärkten* schätzen wir das EBIT-Potenzial der *BKW* auf CHF 94 Mio. Falls die *Asset-Trader* zur Gänze die geschätzten CHF 94 Mio. realisiert hätten, ergäbe dies einen *Verlust aus Prop-Trading* in Höhe von CHF 84 Mio. Falls die *Asset-Trader* 50% (CHF 47 Mio.) realisiert hätten, resultierte für das *Prop-Trading* der *BKW* ein *negatives Handelsergebnis* in Höhe von 37 Mio. Wir schätzen damit den *Verlust im Eigenhandel der BKW* auf CHF 37-84 Mio. Relativ zum *Eigenkapital* in Höhe von CHF 3'244 Mio. beträgt der *Verlust aus Eigenhandel* ca. 1-3%

Das Kontraktvolumen der *BKW* betrug per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009 gerundet CHF 2'000 Mio. Gemessen an einem Marktwert der Jahresproduktion von gerundet CHF 750 Mio. in 2009, bedeutet dies, dass das Kontraktvolumen des Energiehandels der *BKW* etwa dem 2,7-fachen ihrer Jahresproduktion entspricht.

Inhalt

Management Summary	2
1. Einleitung und Motivation	7
2. Mehrwert im Stromhandel durch Liberalisierung.....	9
3. Freiheitsgrade im Energiehandel.....	12
4. Methodik: Annahmen und Vorgehen des ior/cf-HSG	16
5. Der Beginn der Teilliberalisierung: das Geschäftsjahr 2009	28
5.1 Alpiq im Geschäftsjahr 2009 (Bilanzstichtag 30. Dezember 2009).....	31
5.2 Axpo im Geschäftsjahr 2008/09 (Bilanzstichtag 30. September 2009).....	36
5.3 BKW im Geschäftsjahr 2009 (Bilanzstichtag 30. Dezember 2009).....	41
6. Resümee	45
7. Referenzen.....	47

1. Einleitung und Motivation

Die Notwendigkeit des *Eigenhandels (Prop-Trading)* als Kernbestandteil des Geschäftsmodells der Schweizer Stromkonzerne ist politisch umstritten. Gleichzeitig ist klar, dass der Handel mit Strom einen Wertbeitrag darstellt, weil damit eine flexible Bewirtschaftung der Kraftwerkskapazitäten ermöglicht wird. Ausserdem steigt mit dem Handelsvolumen die Marktliquidität und damit die Effizienz der Strommärkte, was allgemein eine Voraussetzung für funktionierende Märkte und damit positiv zu beurteilen ist.

Erhöhte Transaktionsvolumina und verstärkter Handel stellen allerdings das Berichtswesen von Stromkonzernen vor neue Herausforderungen, insbesondere im Hinblick auf Performance- und Risikoberichterstattung der einzelnen Unternehmensaktivitäten im Stromhandel. Die Handlungs- und Entscheidungsfähigkeit, insbesondere auch der Überwachungsorgane der Stromkonzerne muss gewährleistet sein. Sie erfordert verlässliche Informationen an den Verwaltungsrat und an die Geschäftsleitung über Performance und Risiken der eingegangenen Stromhandelsgeschäfte in Abgrenzung von anderen Geschäften im Zusammenhang mit Produktion, Beschaffung und Vertrieb der Ware Strom.

Das vorliegende Positionspapier unterstreicht die Bedeutung einer klaren Trennung und Rückverfolgbarkeit von Handelsgeschäften. Es ermittelt den potenziellen Wertbeitrag der einzelnen Aktivitäten im Stromhandel und zeigt die Notwendigkeit einer klaren Unterscheidbarkeit von *Vermarktung, Absicherungsaktivitäten, Asset-backed Trading* und *Prop-Trading* der Stromkonzerne im internen und externen Berichtswesen auf.

Wir knüpfen an vorangegangene Arbeiten an [11,12], in denen wir uns bereits kritisch mit den publizierten Jahresergebnissen (2015-2018) im *Energiehandel* der grossen Schweizer Stromproduzenten auseinandersetzen. Wir stützten uns in [12] darauf ab, dass der *Energiehandel* *Asset-backed Trading* und *Proprietary Trading (Prop-Trading, Eigenhandel)* umfasst.

Diesen einfachen additiven Zusammenhang angewandt auf die in der jeweiligen Segmentberichterstattung ausgewiesenen EBIT für den *Energiehandel* errechnen wir für *Axpo* kalkulatorische Verluste im *Prop-Trading* in Höhe von CHF -264 Mio. bzw. für *Alpiq* in Höhe von CHF -85,5 Mio in den Jahren 2015-2018 [11]. Ausgedrückt als Beitrag des *Prop-Trading* zur Eigenkapitalrendite entspricht dies über die Jahre 2015-2018 durchschnittlich -5,30% für *Axpo* bzw. -2,24% für *Alpiq*.

Im Gegensatz zu *Alpiq* und *Axpo* führt *BKW* in ihren Finanzberichten der Geschäftsjahre 2015-2018 [5] kein Segment „*Energiehandel*“ auf, der Erfolg für das *Prop-Trading* ist separat ausgewiesen als Teil der übergeordneten Geschäftseinheit *Energie*. Wir haben deshalb für *BKW* das Ergebnis aus „*Energiehandel*“ aus der Summe des *kalkulatorischen Erlöspotenzials* des Kraftwerkparks im Rahmen des *Asset-backed Trading* und des von *BKW* publizierten Erfolgs aus *Prop-Trading* geschätzt.

Grundlage für obige Schlussfolgerungen sind – unter den definierten Modellannahmen in [9,10] – von uns geschätzte *Erlöspotenziale* innerhalb des *Asset-backed Trading*. Die berechneten Erlöspotenziale beinhalten *nicht* den *inneren* Wert der jährlichen Kraftwerksproduktion. Unter dem *inneren Wert* der jährlichen Kraftwerksproduktion (bzw. kurz: eines Kraftwerks) verstehen wir den Ergebnisbeitrag aus einer Jahresproduktion.

In der Praxis kommen allerdings auch Ergebnisbeiträge aus Absicherungsgeschäften hinzu, die nicht als *Hedge-Beziehung* bilanziert sind oder bei denen die *Hedge-Beziehung* vor Erfüllung des abgesicherten Geschäfts im Berichtsjahr beendet wird (*de facto* Bilanzierungswahlrecht nach IFRS bzw. sog. *Accounting Mismatch* bei Abbildung des Risikomanagements). Als Folge definiert sich das Jahresergebnis im *Energiehandel* als Summe der Ergebnisse aus *Asset-backed Trading*, *Prop-Trading* und *Absicherungsgeschäften*, bei denen das *Hedge-Accounting* nicht zur Anwendung gelangt.

Prop-Trading definieren wir als *spekulativen Handel*, ohne dabei Bezug auf die Nutzung bestimmter Ressourcen (z.B. Kraftwerk, Übertragungskapazitäten, Speicher) zu nehmen. *Absicherungsstrategien*, deren Ergebniswirkung sowie Produktion, Beschaffung und Vertrieb zu Lieferzwecken sehen wir *nicht* als Teil des *Eigenhandels (Prop-Trading)*. Damit erfordert *Prop-Trading* auch die Vorgabe von Risikolimiten, um Verlustrisiken steuern zu können. Die Einhaltung der Risikolimiten muss seitens der Geschäftsführung überwacht werden. Ergänzend zu den abgeleiteten Ergebnisbeiträgen des *Prop-Trading* weisen wir in [10] weiter Schätzungen für das *Risiko-Exposure* im *Energiehandel* aus, womit wir auf Basis der aus den Finanz- und Geschäftsberichten verfügbaren Informationen eine *risiko-adjustierte Performance* im *Prop-Trading* herleiten.

In diesem Positionspapier wollen wir explizit auch den *inneren Wert von Kraftwerken* sowie den Erfolg von *Absicherungsstrategien* in unserer Analyse miteinbeziehen. Wir berechnen als *inneren Wert* für die Kraftwerke den *Erlös der Stromproduktion* in Bezug auf eine Berichtsperiode auf Basis des Day-Ahead Auktionspreises *Swissix* für das Marktgebiet Schweiz *abzüglich der EBIT-relevanten Gesteungskosten*, wofür wir jene vom BFE publizierten [2e] als Grundlage nehmen. Die *EBIT-relevanten Gesteungskosten* entsprechen den Produktionskosten, Abschreibungen und Abgaben, ohne Kapitalkosten, kalkulatorischen Gewinnen und Steuern. Für die Absicherungsstrategien wählen wir einen Benchmark, der aus einer über 3 Jahre rollierenden Absicherung mit *Futures* resultiert, angewandt für die Bilanzstichtage der *Axpo* (30. September) und der *Alpiq* sowie *BKW* (31. Dezember). Die *kalkulatorischen Erlöse* aus dem *Asset-backed Trading* bestimmen wir auf Basis von [9,10,11] aus der Vermarktung flexibler Kapazitäten im *Spotmarkt* oder im *Markt für Systemdienstleistungen (SDL)* sowie aus der Monetisierung der Volatilität in den *Futures-Märkten*.

In der Kommunikation mit verschiedenen Marktakteuren (Vertretern von Stromversorgern, Revisionsgesellschaften, Regulatoren und Aufsicht) wurden unsere getroffenen Annahmen kritisch hinterfragt. Insbesondere die in [11] ausgewiesenen *kalkulatorischen Erlöspotenziale* im *Asset-backed Trading* beurteilen Stromhändler als „deutlich zu hoch“, ebenso wird beteuert, dass sich mit *Prop-Trading* sehr wohl Gewinne erzielen lassen. Wir sind uns bewusst, dass Modellannahmen die Realität vereinfacht darstellen ([10]). Im Zuge dieser Vereinfachung und allfällig unvollständiger Informationen in den Finanzberichten der Schweizer grossen Energieversorger kann es zu Unschärfen in den Ergebnissen kommen, die mitunter die Aussagekraft und Schlussfolgerungen in [10,11] in Frage stellen können. Im vorliegenden Beitrag zeigen wir die Robustheit unserer Aussagen.

Mit der vorliegenden Arbeit wollen wir anhand unserer Modellstrukturen und der damit verbundenen Annahmen unser Verständnis für die *Chancen und Risiken im Stromhandel* sowie die *gebotene Transparenz* dokumentieren. Wir zeigen die Notwendigkeit auf *Asset-backed*

Trading und *Prop-Trading* im internen und externen Berichtswesen klarer zu trennen, eine Vermischung mit Absicherungsstrategien zu vermeiden und entsprechende Anreizstrukturen zu schaffen. Dies mit dem Ziel Handlungs- und Entscheidungsfähigkeit im Rahmen der *Corporate Governance* von Stromkonzernen zu verbessern. Transparenz und Beurteilbarkeit von Performance und Risiko unterschiedlicher Handels- und Absicherungsgeschäfte muss gewährleistet sein, allein schon, um sich nicht infolge intransparenter Berichterstattung dem Vorwurf der Quersubventionierung und unkontrollierter Risikoinkaufnahme auszusetzen. Als direkte Folge sind Performance-Messungen differenzierter vorzunehmen und der Erfolg im *Asset-backed Trading* sowie aus *Absicherungsgeschäften* getrennt von jenem des *Prop-Trading* auszuweisen; dies verbunden mit einer revisionsfähigen Dokumentation für Risiko-Controlling, Geschäftsführung, Verwaltungsrat und nicht zuletzt für die externe Revision.

Argumente und Erkenntnisse aus der Kommunikation mit Marktakteuren prägen den Aufbau und die Inhalte dieser Arbeit, die wir auch als Positionspapier gegenüber der Schweizer Stromwirtschaft sehen: Im nachfolgenden Abschnitt 2 charakterisieren wir als Einstieg den Mehrwert im Stromhandel, der mit der Strommarktliberalisierung geschaffen wurde. Wir sensibilisieren darauf, dass im *Asset-backed Trading* nicht alle Handelsgeschäfte eine physische Lieferung nach sich ziehen und trotzdem Mehrwert generieren. Ebenso grenzen wir den inneren Wert als periodischen Ergebnisbeitrag eines Kraftwerks vom Zeitwert einer flexiblen Kapazität ab. Abschnitt 3 diskutiert die Freiheitsgrade der Stromhändler, die in der Folge eine Differenzierung zwischen *Asset-backed Trading* und *Prop-Trading* einfordert. In welcher Form diese Freiheitsgrade von den Stromhändlern gelebt werden, gibt Aufschluss über deren Performance und Kompetenzen. In Abschnitt 4 reflektieren wir unser Vorgehen sowie die getroffenen Modellannahmen für die Bestimmung der *kalkulatorischen Erlöspotenziale* aus der *Kraftwerksbewirtschaftung*, der *Absicherung* und im *Asset-backed Trading* und zeigen ihre Sensitivitäten auf. In Abschnitt 5 wenden wir unseren Ansatz auf das Geschäftsjahr 2009 an, das das erste Geschäftsjahr im teilliberalisierten Markt der Schweizer Stromwirtschaft repräsentiert. Abschliessend fassen wir in Abschnitt 6 die Erkenntnisse zusammen.

2. Mehrwert im Stromhandel durch Liberalisierung

Mit der Strommarktliberalisierung wurden insbesondere auch Börsen und Handelsplattformen lanciert, die kurz- und langfristigen Handel mit Strom unterstützen. Die Spotmärkte dienen der kurzfristigen Optimierung flexibler Speicherkapazitäten, die Futuresmärkte der mehrjährigen Absicherung der Stromproduktion. Beide Märkte werden auch für spekulative Handelsgeschäfte genutzt.

Wir verweisen auf [20], wonach die Schweiz als Stromdrehscheibe des grenzüberschreitenden Stromhandels mit ihren grossen Opportunitäten für die Vermarktung der Schweizer Kraftwerke hervorgehoben wird. Von den Nachbarstaaten der Schweiz nimmt dabei Italien die wohl bedeutendste Rolle ein. Auch wenn die Preisspreads zwischen der Schweiz und Italien gesunken sind, so hat sich am Stellenwert Italiens für die Stromdrehscheibe Schweiz - mit Verweis auf [21] - bis heute nichts Grundlegendes geändert.

In [11] haben wir anhand eines einfach gehaltenen Beispiels aufgezeigt, wie sich mittels Replikationsstrategien die Volatilität monetarisieren lässt, und wie wir das *Asset-backed Trading*

vom *Prop-Trading* unterscheiden. Wir fokussieren nun auf das *Asset-backed Trading* und beginnen mit regulierten Rahmenbedingungen. Wir nehmen die Strukturen in diesem einfachen Beispiel auf, um zu erklären, dass sich das Erlöspotenzial von (flexiblen) Speicherkraftwerken aus einem *inneren Wert* und einer *Prämie für die Flexibilität* zusammensetzt. In diesem Zusammenhang werden wir auch den Begriff *Kraftwerksoptimierung* abgrenzen vom *Asset-backed Trading*, weil es für die Entscheidungsfähigkeit im Sinne einer Risikoüberwachung und Performance-Messung des Energiehandels nützlich ist.

Vor der Strommarktliberalisierung, also unter regulierten Rahmenbedingungen waren die Strompreise deterministisch, Grundlast und Spitzenlast definierten die verschiedenen Preisniveaus, so dass feste Erlöspotenziale ohne eine Art Flexibilitätsprämie vorliegen. Die *Kraftwerksoptimierung* bezieht sich auf die Bestimmung jenes Fahrplans verschiedener Kraftwerkstypen, mit dem - unter Einbindung der technischen Restriktionen für die Fahrweise - gesamthaft die grössten Erlöse erzielt werden. Mit dem *optimalen Fahrplan* ist in Folge auch die physische Lieferung definiert. Die mit der physischen Lieferung generierten Erlöse abzüglich der kraftwerksabhängigen *EBIT-relevanten* Gestehungskosten definieren den *inneren Wert* eines Kraftwerks. Insbesondere sei betont, dass es in jenen Stunden, in denen das Kraftwerk nicht produziert, keine Erlöse erwirtschaftet. Damit darf unter regulierten Rahmenbedingungen der *innere Wert* als Schätzung für den EBIT herangezogen werden.

Mit der Strommarktliberalisierung und der damit verbundenen Einführung der Spotmärkte wurde es ermöglicht, den Preis für eine Stromlieferung auf Stundenbasis zu handeln, wobei sich die Handelsperiode bis kurz vor Lieferbeginn erstreckt. Dabei ergibt sich die Möglichkeit, eine zu Beginn der Handelsperiode zugesagte Produktion - und damit ein zugesagter Kraftwerkseinsatz - zu einem späteren Zeitpunkt, aber noch vor Lieferbeginn, wieder zurückzukaufen. Von dieser Möglichkeit wird ein Stromhändler dann Gebrauch machen, wenn der Preis für diese Stromlieferung gefallen ist. Unter regulierten Rahmenbedingungen, bzw. unter deterministischen Preisen hätte es diese Möglichkeit nicht gegeben. Mit der Liberalisierung können zusätzliche Erlöse im Spotmarkt und im grenzüberschreitenden Stromhandel generiert werden, ohne physisch Strom zu liefern. Diese Art von Erlös erkennen wir als *Mehrwert* an, der zusätzlich zum *inneren Wert* der Kraftwerke erwirtschaftet wird. Dieser *Mehrwert*, den wir dem *Asset-backed Trading* zurechnen, ist mit der Liberalisierung entstanden und steigert den Wert der Kraftwerke erheblich. Die Kraftwerke stellen zugleich mit ihrer Einsatzbereitschaft das Risikokapital in physischer Form. Sofern der Preis nicht unter jenen *Triggerpreis (Grenzpreis)* fällt, über dem sich der Händler zu einer physischen Lieferung verpflichtet hat, ist die Produktion mit einem positiven Ergebnisbeitrag abrufbar.

Es lassen sich *zusätzliche Erlöse (I)*, die ohne physische Lieferung generiert werden, von jenen *zusätzlichen Erlösen (II)* unterscheiden, die einer physischen Lieferung und damit einem Kraftwerkseinsatz zugrunde liegen. Beide *Erlösarten* repräsentieren Handelserfolge, die wir dem *Asset-backed Trading* zurechnen, da in beiden Fällen zum Zeitpunkt und zum aktuellen Preisniveau die Handelsposition im Spotmarkt geöffnet wird und damit die Kraftwerkskapazitäten für die Stromlieferung verplant werden. Der Begriff *Kraftwerksoptimierung* steht in den aktuellen Geschäfts- und Finanzberichten der Schweizer Stromproduzenten für *optimierte Fahrpläne* und ist damit verbunden mit einer physischen Stromlieferung eines Kraftwerks, dessen Erfolg sich aus dem *inneren Wert und dem zusätzlichen Erlös II* zusammensetzt.

Die Anzahl jener Handelsgeschäfte, die ohne physische Lieferung geschlossen werden, lassen sich mit Methoden der *Optionspreistheorie* [17] abschätzen: fallen Triggerpreis für eine flexible Kraftwerkskapazität (Turbine) und dem prognostizierten stündlichen Spotpreis zusammen, so beträgt bei einer Spotpreisvolatilität von 150% der Anteil jener *Asset-backed* Handelsgeschäfte, die eine physische Lieferung nach sich ziehen, 23%. Damit führen 77% der *Asset-backed* Handelsgeschäfte zu *keiner* physischen Lieferung. Dies lässt sich konzeptionell erklären mit der starken Asymmetrie in Form einer Rechts-Schiefe der stündlichen Spotpreisverteilungen, die sich empirisch nachweisen lässt [26]. Dieser Anteil erhöht sich mit steigender Volatilität und steigendem Triggerpreis (für Turbine) auf etwa 90% zugunsten der *Asset-backed* Handelsgeschäfte ohne physische Lieferung. Bei 77% wird die MWh im Durchschnitt 4,35-mal gehandelt, bis diese via Turbineneinsatz zu einer physischen Lieferung führt. Bei Anteil 90% (aufgrund einer höheren Volatilität oder eines höheren Triggerpreises) wird diese MWh im Durchschnitt 10-mal gehandelt. Diese Anteile haben auch eine hohe praktische Relevanz: Wenn sich antizipieren lässt, dass in wenigstens 77% der Fälle keine physische Lieferung ausgelöst wird, benötigt man in Folge lediglich 23% der vorhandenen Speicherenergie für die Generierung des *Mehrwerts bzw. der Flexibilitätsprämie* einer flexiblen Turbine.

Für Pumpkapazitäten ergeben sich dazu spiegelbildliche Aussagen: ohne die Argumentation weiter zu vertiefen, wird die Pumpenergie in einer entsprechenden Bandbreite 1,11-mal bis 1,30-mal gehandelt, bis diese durch einen Pumpeinsatz physisch bezogen wird.

Wird mit dem Öffnen einer Handelsposition eine Ressource (wie z.B. Kraftwerk, Speicher, Übertragungskapazität) verplant oder eine Lieferverpflichtung an den Endkunden abgedeckt, so weisen wir diese Position dem *Asset-backed Trading* zu. Damit wollen wir gleichzeitig die Abgrenzung zum *Prop-Trading (Eigenhandel)* definieren: eine Handelsposition, für die beim Öffnen kein Asset eingeplant wird oder zur Eindeckung einer Lieferverpflichtung dient, erfordert spätestens bei Verfall eine Glattstellung (sei es via Börse oder via OTC) unter Einhaltung vorgegebener Verlustlimiten. Es wird dabei auch vorausgesetzt, dass die entsprechenden Volumina, innerhalb der Produktion oder Lieferverpflichtung garantiert werden kann, nicht überschritten wird. In diesem Sinne sind Handelsgeschäfte, in denen Volumenlimiten überschritten oder in denen von Bandbreiten für Absicherungsstrategien abgewichen werden, dem *spekulativen Handel* und damit dem *Prop-Trading* zuzurechnen.

Im regulierten Umfeld gab es schon Dienstleistungen zur Sicherung der Netzstabilität. Diese wurden *quasi* als Vorhaltung geeigneter Kraftwerkskapazitäten entschädigt. Mit Beginn der Teilliberalisierung 2009 und der Gründung des Übertragungsnetzbetreibers *Swissgrid* wurde auch in der Schweiz neu ein *Markt für Systemdienstleistungen (SDL)* geschaffen. Die verschiedenen Produkte für *SDL* werden mittels Auktionsverfahren zugeteilt. Erfolgt die Zuteilung, so stehen die entsprechenden Kraftwerkskapazitäten dem Stromhändler nicht mehr für den Handel in den entsprechenden Zeiträumen zur Verfügung: die Kraftwerkskapazitäten werden in Abhängigkeit von unvorhersehbaren Störungen im Netz von *Swissgrid* abgerufen, und müssen damit jederzeit einsatzbereit sein. Die Angebotspreise für die *SDL*-Produkte richten sich nach den Opportunitätskosten im Spotmarkt sowie nach den produktespezifischen Verpflichtungen hinsichtlich Fahrweise der Kraftwerke. Die Auktionspreise der *SDL*-Produkte sind um den Marktwert der zugesagten und abgerufenen Stromlieferungen zu reduzieren, um den *Mehrwert* der *SDL*-Produkte gegenüber dem *inneren*

Wert als periodischen Ergebnisbeitrag der Kraftwerke abzugrenzen und zu quantifizieren. Damit definieren wir analog zu oben, den *Mehrwert einer SDL* als jenen Betrag, der über den *inneren Wert* hinaus generiert wird.

Es liegt in der Struktur des *Spothandels* sowie in der Verpflichtung zur *kurzfristig abrufbaren Verfügbarkeit* der auktionierten Kraftwerkskapazitäten, dass insbesondere flexible Kraftwerke diesen *Mehrwert (quasi eine Flexibilitätsprämie)* generieren. Dies sind *Speicherkraftwerke* und *Pump-Speicherkraftwerke* mit ihren Jahres- und Wochenspeichern sowie auch *Hochdruck-Laufwasserkraftwerke* mit ihren Tagesspeichern. Der Handel von flexiblen Kraftwerkskapazitäten im *Spotmarkt* ist bezüglich Fristigkeit bis Lieferbeginn dem *SDL Produkt Tertiärregelleistung* am nächsten.

Nicht zuletzt ist festzuhalten, dass mit der Liberalisierung nicht nur *Mehrwert (Flexibilitätsprämie)* relativ zum *inneren Wert*, sondern auch ein größerer Wettbewerb geschaffen wurde, der in Folge einen Preiszerfall mit stark gestiegenen Umsätzen im Energiehandel nach sich zog. Einen steigenden Wettbewerb haben auch die *SDL-Produkte* erfahren, da die Vorgabe an die Mindestleistung zur Qualifizierung einer Teilnahme an der Auktion stark reduziert wurde. Damit sind ebenso Grossverbraucher und neue Batterietechnologien geeignet, *Systemdienstleistungen* zu erbringen.

Wir erkennen, dass sich die Opportunitäten für die Stromhändler erweitern, um Mehrwert zu generieren. Die Stromhändler müssen nicht mehr notwendigerweise auf die Speicherkraft und Pumpspeicherkraft zurückgreifen. Das günstigste Angebot entscheidet. Als Folge stehen Speicherkraft und Pumpspeicherkraft dem Handel in der Schweiz und grenzüberschreitend in die Nachbarstaaten öfter zur Verfügung. Haben sich Handelseinheiten darauf eingestellt oder sogar aktiv dazu beigetragen, das *SDL-Angebot* zu erweitern, so werden diese Marktakteure kaum Interesse haben, die *SDL-Produkte* in jene Richtung zu verändern, die die Wettbewerbsfähigkeit der Speicher- und Pumpspeicherkraft für den *Markt von Systemdienstleistungen* steigert. Auch darin ist der grosse Konkurrenzkampf unter den grossen drei Schweizer Stromproduzenten zu erkennen. Abschliessend sei noch festgehalten, dass Marktakteure nicht die steigende Volatilität in den Marktpreisen für die massiv höheren Handelsumsätze verantwortlich sehen, sondern den Strompreiszerfall.

3. Freiheitsgrade im Energiehandel

Der *innere Wert* eines Kraftwerks oder eines Bezugsvertrags repräsentiert ein potentielles Mindestergebnis, das im Rahmen der Kraftwerksoptimierung zu erwirtschaften ist. Händler Schweizer Energieversorger stehen vor der Herausforderung, die Opportunitäten innerhalb der Schweiz sowie im grenzüberschreitenden Handel bestmöglich zu nutzen, um über den *inneren Wert* hinaus *Mehrwert* zu generieren. Es sind *Kraftwerksportfolien* (inklusive virtueller Kraftwerke in Form von speziell ausgestalteten Verträgen) sowie *Handels- und Vertriebsportfolien* zu bewirtschaften, dies unter Einhaltung von Mindestanforderungen an das Risikomanagement und Risikocontrolling. Das Risikocontrolling ist verantwortlich für ein unabhängiges Berichtswesen über die Wertveränderungen der Handelspositionen, ihrer Markt-, Kredit- und Volumenrisiken sowie für die Einhaltung der Risikolimiten. Die von der

Geschäftsführung zugeteilten EBIT-Vorgaben und Risikolimiten getrennt nach Kraftwerks-, Handels- und Vertriebsportfolien definieren die Freiheitsgrade im Energiehandel.

Im Rahmen des *Asset-backed Trading* werden insbesondere Wasserkraftwerke in Pools zusammengefasst, um den lokalen Wettereinflüssen besonders Rechnung tragen zu können. Die Triggerpreise für den Kraftwerkseinsatz hängen vom lokalen Zufluss inkl. Niederschlägen, sowie den Speicherständen ab. Diese Triggerpreise verändern sich stündlich und damit auch die Reihenfolge der Kraftwerkszentralen hinsichtlich Preislevel. Auch wenn die Niederschlagsmenge gut prognostiziert wird, kann es zu erheblichen Verschiebungen im Zeitpunkt geben. Es wäre *ineffizient*, Kraftwerke mit einem höheren Triggerpreis vor jenen Kraftwerken mit tieferen Triggerpreis für die SDL oder für den Spot-Handel einzuplanen. Das Kraftwerk mit dem tiefsten Triggerpreis liefert den grössten Mehrwert, auch wenn der aktuelle Marktpreis der physischen Lieferung für alle Kapazitäten der gleiche ist. Damit trägt das *Asset-backed Trading* wesentlich zu einer wirtschaftlichen effizienten Stromversorgung bei, die im Rahmen der Revision des StromVG zu gewährleisten ist (BFE 2018 [2g]).

Die Produktion der Kraftwerke lässt sich wertbezogen mittels Futures oder Forwardverträgen absichern. Die *Wertveränderungen der Absicherungsinstrumente* fliessen solange nicht in das Jahresergebnis ein, bis das abgesicherte Geschäft erfüllt ist. Solange werden auch die Wertänderungen der Absicherungsgeschäfte als Energiederivate ausgewiesen und je nach ihrem Charakter als Aktiven oder Passiven bilanziert. Um die Wertveränderungen der zur Absicherung eingesetzten Energiederivate erfolgsneutral zu halten, werden die Wertänderungen direkt in das Eigenkapital gebucht, ohne den „Umweg“ über die Erfolgsrechnung zu machen. Die Erfolgswirkung des Absicherungsgeschäfts wird damit bis zur Erfüllung zugrundeliegenden Geschäfts verschoben. Dies entspricht den Grundsätzen des *Hedge-Accounting* nach IFRS mit dem Ziel einer periodengerechten Erfolgsermittlung, da sich andernfalls die Absicherungsgeschäfte zu früh auf das Periodenergebnis auswirken.

Unternehmen müssen die *Hedge-Beziehung* als solche designieren und die Wirksamkeit von Absicherungen zur Inanspruchnahme des *Hedge-Accounting* dokumentieren. Die Anforderungen der IFRS an *Hedge-Beziehungen* sind relative strikt und nicht jede Absicherung kann also solche bilanziert werden. Insbesondere die Absicherung offener Portfolien oder die Absicherung von Transaktionen durch eine Reihe von Instrumenten mit unterschiedlicher Laufzeit führt aufgrund der Komplexität und der fortlaufenden Dokumentationspflichten solcher Transaktionen in der Praxis nicht selten dazu, dass Absicherungen nicht als solche bilanziert und ausgewiesen werden. Es kommt zu einem *Accounting Mismatch*.

Ist allerdings eine *Hedge-Beziehung* als solche bilanziert, erfordern die Stetigkeitsanforderungen der IFRS-Rechnungslegung, dass die Anwendung des *Hedge-Accounting* nicht willkürlich erfolgt oder aus bilanzpolitischen Überlegungen wieder zurückgenommen wird, um so zum Beispiel Erfolge der Absicherungsinstrumente früher auszuweisen.

Dennoch: Die Anwendung des *Hedge-Accounting* ist ein *de facto* Wahlrecht. Die *Hedge-Beziehung* muss aktiv vom Unternehmen belegt werden, was grundsätzlich nach dem Bilanzstichtag erfolgen kann, aber spätestens bis Prüfung des Jahresabschlusses erfolgt sein sollte.

Auch ist eine Änderung der erfolgsneutralen Bilanzierung von Absicherungsinstrumenten durch sachverhaltsgestaltende Massnahmen des Unternehmens möglich, zum Beispiel, wenn die Absicherungsinstrumente bis vor Erfüllung des Grundgeschäfts glattgestellt werden. Die bis dahin erfolgsneutral gehaltene Wertänderung des Absicherungsinstrumentes wird damit erfolgswirksam und kann als Handelserfolg im Jahresergebnis ausgewiesen werden.

In welchen Bandbreiten und unter welchen Regeln eine Absicherungsstrategie zu erfolgen hat, und welche Anteile vorweg als Handelserfolg in vorliegende Geschäftsjahre einfließen dürfen, liegt damit im Ermessen der Geschäftsleitung. Unstetige Absicherungsaktivitäten sehen wir als *spekulative Position*, deren Erfolg dem *Prop-Trading (Eigenhandel)* anzurechnen wäre.

Innerhalb des Stromhandels haben wir weiter aufgezeigt, dass in einem Grossteil von Handelsgeschäften, die dem *Asset-backed Trading* zuzuordnen sind, zusätzliche Erlöse erwirtschaftet werden, ohne dass damit eine physische Lieferung ausgelöst wird. Werden diese Geschäfte dem *Prop-Trading* zugeordnet, so kann dies zu einer Übersteuerung der zugeteilten *EBIT*-Vorgaben und Risikolimiten sowie zu Verzerrungen des beanspruchten Risikokapitals und der Performancemessung zugunsten des Händlers führen. Ebenso von Bedeutung ist die Einbindung der Volumenrisiken im *Asset-backed Trading*: weichen die gehandelten Volumina der einzelnen Handelsgeschäfte von den tatsächlich realisierbaren Produktionsvolumina ab, so werden im *Asset-backed Trading de facto* spekulative Handelsgeschäfte verfolgt, weil vor Lieferbeginn die Differenz zwischen Handels- und Produktionsvolumina am Markt wieder geschlossen werden muss. Unvorhersehbare Produktionsausfälle aus technischen Gründen und ihre Auswirkungen auf die Erlöse sind dabei separat zu dokumentieren. Analoges gilt auch für *Vertriebsportfolien* mit ihren Lieferverpflichtungen den Endkunden gegenüber. In jenen übernimmt der Stromhandel die Volumen- und Strukturrisiken gegen Entschädigung von entsprechenden Prämien. Weichen die eingedeckten Volumina von den vertraglich zu liefernden ab, wird eine *spekulative Position* geöffnet.

Wir erkennen, dass die Abgrenzung zwischen *Asset-backed* und *Prop-Trading* ermessensbehaftet ist, und dass die Zuordnung auch im Nachhinein wechseln kann, sofern keine eindeutige und nicht mehr anpassbare Klassifizierung bei Eingehen des Geschäfts erfolgt. Deshalb kommt der *Deklaration eines Handelsgeschäftes* gegenüber der Geschäftsleitung eine wichtige Rolle zu. Ohne vollständige, eindeutige und nicht adaptierbare Deklarationen der einzelnen Handelsgeschäfte nach *Asset-backed Trading* und *Prop-Trading* ist aus unserer Sicht dem Risikocontrolling und in Folge der Geschäftsführung keine revisionsfähige Berichterstattung möglich. Auch wird die Vergleichbarkeit der Stromkonzerne untereinander eingeschränkt, wenn die Stetigkeit in der Abgrenzung zwischen *Asset-backed* und *Prop-Trading* nicht gewährleistet ist.

Mit der Erklärung einiger Marktakteure, dass *Prop-Trading (Eigenhandel)* auch Gewinne erwirtschaftet, wird insbesondere auf die *Arbitrage-Opportunitäten* in den Energiemärkten und den darin nach wie vor bestehenden *Marktineffizienzen* hingewiesen. In der Finance werden Arbitragegeschäfte als Portfolio jener Handelsgeschäfte definiert, die i) zeitgleich abgeschlossen werden, ii) in Summe einen positiven Erlös erwirtschaften und iii) kein Risiko-Exposure ausweisen. Damit ist gemeint, dass weder Preisrisiken noch Gegenparteirisiken

noch Volumenrisiken in diesem *Arbitrage-Portfolio* vorliegen. In dieser strikten Form gibt es aus unserer Sicht keine *Arbitrage-Portfolien*: da Gegenparteirisiken ausgeschlossen werden, stehen keine OTC-Plattformen, sondern nur Börsen als Handelsplattformen zur Verfügung, die das Gegenparteirisiko übernehmen. An diesen Energiebörsen gibt es *Transaktionskosten* von 10-20 bp in Abhängigkeit der Marktliquidität. *Marktineffizienzen* an Börsen bestehen nur marginal und sind von sehr kurzer Dauer. Unter der zusätzlichen Bedingung Handelsgeschäfte *zeitgleich* abzuschliessen, können unseres Erachtens keine *Transaktionskosten* risikolos gewinnbringend überwunden werden. Wenn es entgegen unsere Annahme dennoch solche *Arbitragegeschäfte* geben sollte, könnte dies unternehmensintern der Geschäftsführung gegenüber anhand einer gezielten Filterung der historischen Handelsgeschäfte vom Stromhandel nachgewiesen werden.

Wir legen die *Transaktionskosten* für Energiehändler mit Single-A Rating kalkulatorisch mit 20 bp fest, und für Energiehändler mit Triple-B Rating mit 40bp. Zum Vergleich verweisen wir auf [22], in denen die *Transaktionskosten* für Schweizer Blue Chips an der SIX und weiteren vier elektronischen Handelsplattformen innerhalb einer Bandbreite 3-10 bp liegen.

Ebenso sind im Energiehandel *Nettingvereinbarungen* zwischen Gegenparteien von grossem Stellenwert. Es handelt sich dabei um sachverhaltsgestaltende Massnahmen, die die Bilanz massiv kürzen. In Folge steigt Gesamtkapitalprofitabilität und Eigenkapitalquote. Ausfälle von Gegenparteien führen in der Regel dazu, dass *geschlossene* Handelspositionen plötzlich wieder *offen* sind. Massives *Netting* verbirgt damit *de facto* ein grosses Volumen- und Preisrisiko: die wieder *offenen* Handelspositionen erfordern eine erneute Glattstellung entsprechend ihres Volumens, das entsprechende Preisrisiko bestimmt sich durch die messbare Volatilität des Underlyings und der - vor Ausfallereignis *nicht bekannten* - Anzahl Handelstage nach erster Glattstellung. Eine korrekte Beurteilung des Risiko-Exposures auf Basis der Konzernjahresrechnung ist daher bei massivem *Netting* nicht ohne weiteres möglich. Jedenfalls ist es unzureichend, das Risiko-Exposure lediglich auf Basis des mit der Gegenpartei definierten Nettovolumens zu quantifizieren. Der Ausfall einer Gegenpartei und Auswirkungen auf die vorher angesprochenen Risiken bleiben sonst unbetrachtet.

Im Rahmen der Bewirtschaftung von Kredit- bzw. Gegenparteirisiken gilt weiter der Grundsatz, dass sich die Limite für das Handelsvolumen mit einer Gegenpartei nach der Bonität bzw. nach dem Rating richtet. Je geringer die Bonität, desto kleiner wird das maximal zulässige Handelsvolumen mit der Gegenpartei. Verliert eine Gegenpartei den *Investment Grade*, so sind in der Regel die Handelspositionen zu eliminieren. Dies gilt auch für geschlossene Handelspositionen, die *de facto* keinem Marktpreisrisiko mehr ausgesetzt sind. Zu diesem Zweck gibt es die sogenannte *Portfolio-Kompression*. Damit wird auch ohne Bonitätsverlust einer Gegenpartei die Absicht verfolgt, *Teilportfolien auszubuchen*, um diese nicht mehr in der Bilanz mitführen zu müssen. Damit wird das Handelsvolumen reduziert, womit Platz für neue Handelsgeschäfte geschaffen werden. Prinzipiell liegt dies im Interesse aller Beteiligten. Da mit einer *Portfolio-Kompression* allerdings auch Cash-Flows vorgezogen werden, ist die Liquiditätsplanung der einzelnen Gegenparteien von grosser Bedeutung. Diese wird in der Folge die Konditionen definieren, unter denen es zu dieser *Eliminierungsrunde* kommt. Das bedeutet, dass eine *Portfolio-Kompression* für verschiedene Gegenparteien unterschiedliche Kosten nach sich ziehen kann.

In der Regel sind in einer *Eliminierungsrunde* für eine *Portfolio-Kompression* nicht nur zwei Gegenparteien betroffen, sondern mehrere. Der Grund liegt darin, dass sich verschiedene Handelsgeschäfte, die als geschlossen gelten, über mehrere Gegenparteien erstrecken.

Nebst Verbesserung der Bilanzstruktur durch *Netting* haben Stromkonzerne durchaus auch *Freiheiten* beim Ausweis *in der Erfolgsrechnung*. Aber im Gegensatz zur Bilanz, wird hier *nicht genettet*, sondern Wertänderungen vorzugsweise unverrechnet – brutto - ausgewiesen. Steigt der Wert eines Energiederivats im Trading, führt das zu Umsatzerlösen, auch wenn das Gegengeschäft zu gegenläufigen Aufwendungen in gleicher Höhe führt. In der Folge erhöht sich die Umschlagshäufigkeit des eingesetzten Kapitals, allerdings ohne Wertbeitrag.

4. Methodik: Annahmen und Vorgehen des ior/cf-HSG

Mit der Liberalisierung der Europäischen Strommärkte in 2000 haben sich die Rahmenbedingungen für die Schweizer Stromproduzenten mehrfach sehr wesentlich verändert. *Preiszerfall* sowie die *Förderungspolitik neuer Erneuerbaren* sind unbestritten die wesentlichen Faktoren, die die *Rentabilität* und damit die Wettbewerbsfähigkeit der Schweizer Grosswasserkraft schwächen. Inwieweit ein fehlendes Rahmenabkommen mit der EU und in der Folge auch ein fehlendes Stromabkommen sich nachteilig für die Schweiz auswirkt, ist politisch und sogar innerhalb der Schweizer Stromwirtschaft umstritten. Dies mag etwas erstaunen, zumal mit der innereuropäischen Marktkopplung in 2010 die Schweizer Nachbarländer Frankreich, Deutschland/Österreich zusammen mit deren angrenzenden Marktgebieten Niederlande, Belgien, Luxemburg zur sogenannten *Central Western Europe (CWE)* Marktregion zusammengeführt wurde, und damit der grenzüberschreitende Stromhandel wesentlich erleichtert wurde. Trotzdem werden die Opportunitäten im Stromhandel mit Italien auch heute noch von den Schweizer Stromproduzenten höher eingestuft ([21]).

Im Rahmen eines Auftrags der Regierungskonferenz der Gebirgskantone analysierten wir in [9] die Erlöspotenziale der *Schweizer Grosswasserkraft* seit Beginn der Teilliberalisierung in der Schweiz 2009. In diesem ersten Schritt [9] stützten wir uns auf den *Schweizer Spotmarkt* und darin insbesondere auf den *Day-Ahead Markt* sowie auf die *zusätzlichen Opportunitäten im kurzfristigen, grenzüberschreitenden Stromhandel mit den Nachbarländern der Schweiz*. Um diese Opportunitäten abzuschätzen, fokussierten wir uns in [9] auf das Marktgebiet Deutschland/Österreich innerhalb CWE. Den lukrativeren Stromhandel mit Italien haben wir nicht miteingebunden. Der Kerngedanke ist darin gelegen, die Quantifizierung der Opportunitäten auf Marktgebieten mit billigerem Preisniveau (wie z.B. auf Deutschland innerhalb CWE) abzustützen, als auf ein Marktgebiet mit höherem Preisniveau (wie z.B. Italien).

Die Vermarktung der Schweizer Grosswasserkraft findet in den Handelseinheiten der grossen Schweizer Stromproduzenten im Rahmen des *Asset-backed Trading* statt. In Folge der erzielten Ergebnisse in [9] setzten wir uns in einem zweiten Schritt kritischer mit der Berichterstattung zum *Stromhandel* in den Finanz- und Geschäftsberichten der grossen Schweizer Stromproduzenten (namentlich *Alpiq*, *BKW* und *Axpo*) auseinander (siehe [10]). Ein erster Austausch mit Vertretern der Schweizer Stromwirtschaft führte im Anschluss zu einer

weiteren Folgearbeit [11], die sich der *Rolle des Schweizer Stromhandels* widmet. Darin stellen wir den potentiellen Erfolgsanteil aus dem *Asset-backed Trading* den für die Geschäftsjahre 2014-2018 publizierten *EBIT aus dem Energiehandel* gegenüber. Den potentiellen Erfolgsanteil aus *Asset-backed Trading* schätzen wir in [11] anhand der Faktoren zur Bestimmung der Erlöspotenziale unterteilt nach *Schweizer Day-Ahead Markt, Absicherungsgeschäften, Asset-backed bezogenen Spothandel* innerhalb der Schweiz (inklusive Markt für Systemdienstleistungen) und grenzüberschreitend mit den Nachbarländern, sowie *Asset-backed bezogenen Stromhandel an Futures und Forward-Märkten*.

Wir wollen nun innerhalb dieser Arbeit unser Vorgehen auf den gesamten Erzeugungspark der drei grossen Stromproduzenten ausweiten und unsere Annahmen reflektieren, sowie deren Sensitivitäten auf die erzielten Ergebnisse im Allgemeinen quantifizieren.

Vorgehen

Wir fokussieren innerhalb der *Schweizer Grosswasserkraft* auf Speicherkraftwerke und Laufwasserkraftwerke. Den WASTA Daten [2b] entnehmen wir die Turbinen-Leistungen sowie die durchschnittliche Jahresproduktion der Wasserkraftwerke. Aus der Schweizerischen Elektrizitätsstatistik 2017 [2a] erhalten wir für die hydrologischen Jahre 2008/09-2017/18 die historische Produktion getrennt nach *Speicher- und Laufkraftwerken, thermischer* sowie *nuklearer* Produktion und dies separat ausgewiesen für Sommer- und Winterperioden.

Als Strompreise verwenden wir die historisch auktionierten, stündlichen Day-Ahead Preise *Swissix* für das Marktgebiet Schweiz der letzten 10 Jahre (2008-2018). Damit sind Tages-, Wochen-, Monats- und Quartals-Saisonalitäten in der historischen *Swissix*-Preiskurve berücksichtigt.

Die *Rentabilität* der Kraftwerke definiert sich gemäss BFE 2018 [2e] aus *Erlösen abzüglich der vollständigen Gestehungskosten*, womit unseres Erachtens auch die Beiträge aus dem *Asset-backed Trading* zu berücksichtigen sind. Für den *inneren Wert* (in Rp./kWh) der Kraftwerke benötigen wir die *EBIT-relevanten Gestehungskosten*, die wir erhalten, indem wir von den *vollständigen Gestehungskosten* die Komponenten *Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten, kalkulatorische Gewinne* und *Gewinnsteuern* abziehen. Basierend auf den Kostenstrukturen der Schweizer Grosswasserkraft (Filipini 2015 [8]) dokumentiert das BFE 2018 [2e] die einzelnen Komponenten der *Gestehungskosten* (in Rp./kWh) zum einen aus Sicht der Wasserkraftbetreiber, zum anderen aus Sicht BFE anhand von teilweise nach unten korrigierten Werten. Den *inneren Wert* (in Rp./kWh) eines Kraftwerks, bestimmen wir als Differenz aus *Erlös am Schweizer Day-Ahead Markt* (in Rp./kWh) und den *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (in Rp./kWh), wobei wir für die Grosswasserkraft auf den Werten aus Sicht der Wasserkraftbetreiber in BFE 2018 [2e] abstützen. Für die Bestimmung des *inneren Werts* (in Rp./kWh) für *thermische* und *nukleare* Kraftwerke beziehen wir uns auf Akademien der Wissenschaften Schweiz 2012 [1] und auf Koste *et al.* 2018 [13].

Axpo hat in ihrem Finanzbericht 2017/18 [4] bekannt gegeben, dass der Erstverkauf für die Umsatzerlöse der Stromproduktion massgebend ist, womit *de facto* auch der Absicherungserfolg eingebunden wird: Alle nachgelagerten Handelsgeschäfte, die der

Optimierung der Kraftwerkseinsätze dienen, werden *neu* als *Energiederivate* geführt und fließen damit erfolgswirksam in das aktuelle Jahresergebnis ein. Damit sehen wir auch die Absicherungsgeschäfte integriert. In diesem Sinne und unter Wahrung der Vergleichbarkeit grenzen wir den *inneren Wert* der Kraftwerke sowohl vom *Absicherungserfolg* als auch vom Erfolg der *Asset-backed bezogenen Handelsgeschäfte* in den Spot- und Forward-Märkten ab.

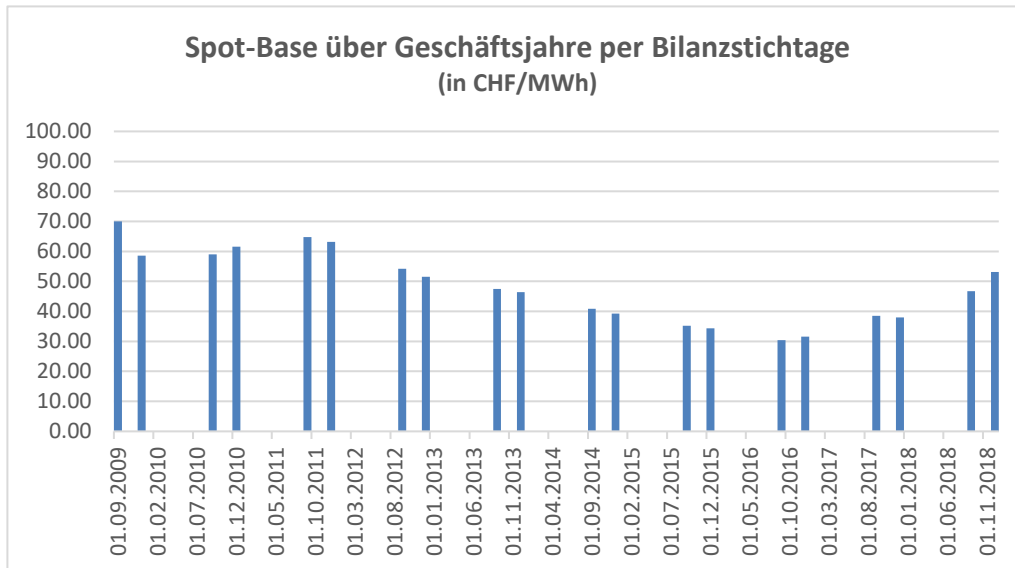


Abbildung 1a: Entwicklung des Spot Base (Phelix) bezogen auf Geschäftsjahr und Bilanzstichtag (CHF/MWh).

Abbildung 1a zeigt die Entwicklung *Spot-Base* (CHF/MWh) bezogen auf ein Geschäftsjahr. In 2009 fällt auf, dass innerhalb der beiden Bilanzstichtage eine Differenz von über 10 CHF/MWh besteht, die eine entsprechend grosse Differenz in den Absicherungserfolgen zu den beiden Bilanzstichtagen nach sich zieht. Im Rahmen des *Hedge Accounting* werden die per Bilanzstichtag zu erwartenden Wertänderungen der Absicherungsgeschäfte für die Folgejahre ausgewiesen. Daraus alleine lässt sich noch nicht bestimmen, wieviel an Produktion (*Long Position*) oder an Lieferverpflichtung (*Short Position*) abgesichert worden ist. Beziehen wir eine über 3 Jahre rollierende Absicherungsstrategie als Benchmark (Abbildung 1b) mit ein, so lässt sich anhand dessen Wiederbeschaffungswerts am Bilanzstichtag (Abbildung 1c) näherungsweise das energetische Volumen des Absicherungsportfolios bestimmen, sowie anhand des Vorzeichens, ob eine *Long Position* oder eine *Short Position* abgesichert wurde.

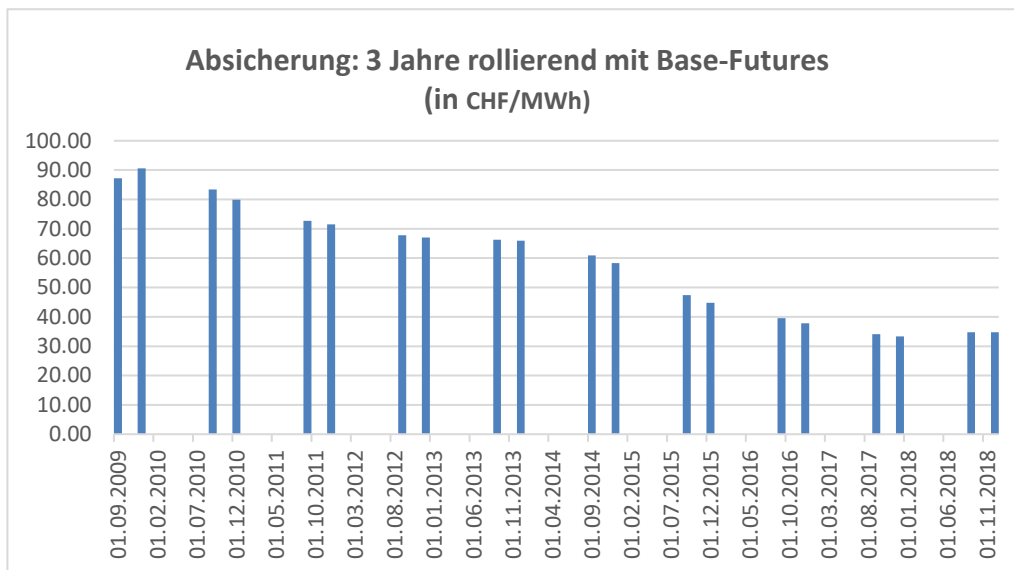


Abbildung 1b: Marktwertentwicklungs (CHF/MWh) einer rollierenden Absicherungsstrategie mit Base-Futures (Phelix) bezogen auf Geschäftsjahr und Bilanzstichtag (2009-2018).

Bezogen auf eine so auch in der Praxis übliche rollierende 3-Jahres Absicherungsstrategie die per Bilanzstichtag die Absicherung der gesamten Produktion für das Folgejahr, 2/3 der Produktion für das zweite Folgejahr und 1/3 der Produktion für das dritte Folgejahr einfordert, wären per Bilanzstichtag das Zweifache einer Jahresproduktion abzusichern. Diese Absicherungsstrategie dient uns als *Benchmarkstrategie* für die Performance im Stromhandel sowie als Abgrenzung zwischen *Asset-backed Trading* und *Prop-Trading*.

Laufwasserkraft

Bei den *Laufwasserkraftwerken* verzichten wir auf eine Unterscheidung zwischen Hoch- und Niederdruck Laufwasserkraft. Aus den saisonalen historischen Produktionsmengen der Laufwasserkraft ([9]) berechnen wir näherungsweise die wöchentlichen Produktionsmengen, die in Folge als Bandlieferung auf Wochenbasis bewertet wird. Für diese wöchentliche Bandlieferung wird der volumengewichtete Durchschnitt über 52 Wochen eines hydrologischen Jahres gebildet und als *Base (D-A)* (in Rp./kWh) in der Tabelle 1a für Bilanzstichtag 30. September ausgewiesen.

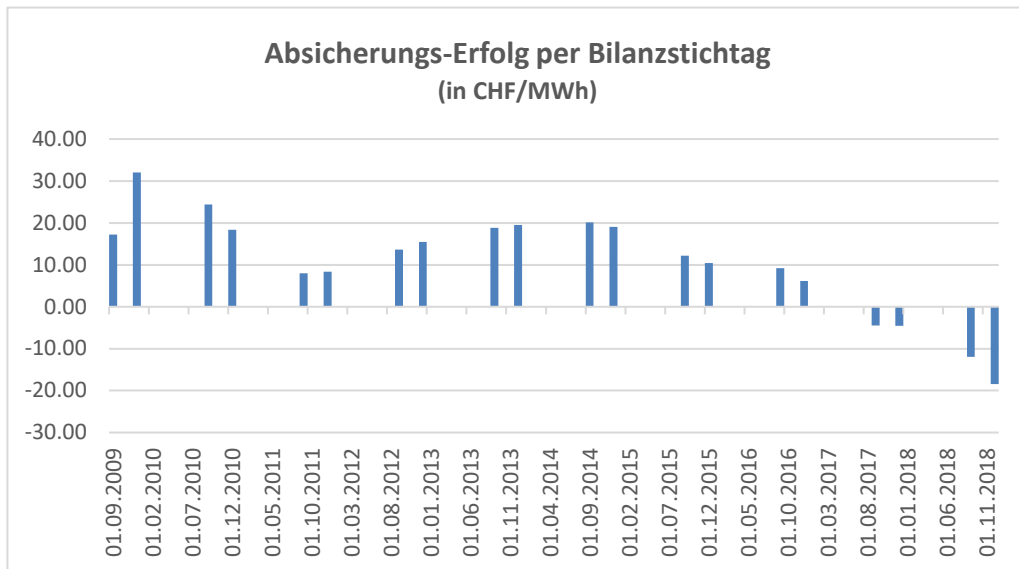


Abbildung 1c: Entwicklung des Absicherungserfolges (CHF/MWh) einer rollierenden Absicherungsstrategie gegenüber Spot-Base (bezogen auf Geschäftsjahr und Bilanzstichtag).

In Tabelle 1b wird analog für das Kalenderjahr vorgegangen, die Werte beziehen sich damit auf den Bilanzstichtag 31. Dezember. Numerisch ist diese Kenngrösse *Base (D-A)* sehr nahe am Jahres-Base *Swissix*. Eine allfällige Differenz dieser beiden Werte quantifiziert den Einfluss der Saisonalität in der Laufwasser-Produktion.

Laufwasserkraftwerke (Bilanzstichtag 30.09.)										
Rp./kWh	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Base D-A	7.27	6.74	6.84	5.91	5.16	4.47	4.01	3.58	4.53	5.98
Hedge Base	1.72	2.44	0.80	1.36	1.88	2.01	1.22	0.92	-0.45	-1.20
AbT-Future	0.75	0.75	1.05	0.85	0.53	0.39	0.37	0.39	0.43	0.57
Gesamterlös	9.87	9.94	8.69	8.11	7.59	6.86	5.57	4.87	4.31	5.41

Tabelle 1a: Historische Erlöse (Rp./kWh) für Laufwasserkraftwerke per Bilanzstichtag 30. September /Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, Epex-Spot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Ergänzend weisen wir die Absicherungserfolge *Hedge-Base* einer Bandproduktion aus (Tabelle 1a,1b). Wir legen eine rollierende Absicherungsstrategie zugrunde, die über drei Jahre gleichmässig verteilt bis vor Beginn des Lieferjahres die Jahresproduktion des vierten Folgejahres mit *Base-Futures* vermarktet. Diese Absicherungserfolge sind in CHF angegeben, womit auch der Währungseinfluss miteinbezogen ist. Diese Kenngrösse *Hedge-Base* repräsentiert jenen historischen Erfolg, der im Lieferjahr erzielt wird und per Bilanzstichtag in das Jahresergebnis einfliesst, sofern diese Absicherungsstrategie mittels *Base-Futures* bis Beginn des Lieferjahres umgesetzt ist (Abbildung 1b).

Laufwasserkraftwerke (Bilanzstichtag 31.12.)										
Rp./kWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Base D-A	7.54	6.45	6.40	5.97	5.21	4.53	4.11	4.24	5.04	6.00
Hedge Base	3.22	1.90	0.85	1.54	1.95	1.94	1.06	0.61	-0.45	-1.83
AbT-Future	0.75	0.83	1.00	0.77	0.49	0.38	0.37	0.40	0.46	0.58
Gesamterlös	11.51	9.17	8.25	8.28	7.65	6.85	5.54	5.26	5.05	4.75

Tabelle 1b: Historische Erlöse (Rp./kWh) für Laufwasserkraftwerke per Bilanzstichtag 31. Dezember / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, Epex-Spot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Abschliessend bestimmen wir noch jenes Erlöspotenzial *AbT-Future*, das innerhalb des *Asset-backed Trading* mittels Monetisierung der Volatilitäten in den Futures- und Forward-Märkten erzielbar ist. Die historischen Volatilitäten der *Base-Futures* sind in [10] dokumentiert. Die Entwicklung dieses Faktors *AbT-Future* ist im Wesentlichen durch die Jahresvolatilität der *Futures* gegeben.

Da wir keine Unterscheidung in Hochdruck- und Niederdruck Laufwasserkraft vornehmen, entfallen auch allfällige Flexibilitätsprämien im Zusammenhang mit der Bewirtschaftung von Tagesspeichern. Ebenso haben wir für die Abschätzung der Erlöspotenziale nicht berücksichtigt, dass *Laufwasserkraft* auch als Anbieter von *SDL* (insb. für negative Regelleistung) qualifiziert ist.

Speicherkraft

Für die Speicherkraftwerke ermitteln wir analog die wöchentlichen Produktionsmengen aus [2a]. Auf Basis der historischen stündlichen Preis-Forward-Kurven [26] und auf Basis der verfügbaren Leistung der Speicherkraftwerke ([2b]) bestimmen wir die wöchentlichen Triggerpreise, jene Preisschwelle, ab der es unter Einbezug der Speicherlevels, Turbinenleistung und Wetterprognosen ökonomisch gerechtfertigt ist, die Kraftwerksturbine einzusetzen. Die wöchentlichen Erlöse der physischen Lieferung ergibt sich aus geschätzter stündlichen Produktionsmenge aus Speicherkraft und historischen stündlichen *Swissix*-Preisen. Die Summe der volumengewichteten wöchentlichen Erlöse wird für das hydrologische Jahr unter *Peak (D-A)* (in Rp./kWh) in der Tabelle 2a aufgeführt.

Speicherkraftwerke (Bilanzstichtag 30.09.)										
Rp./kWh	08/09	09/10	10/11	11/12	12/13	13/14	14/15	15/16	16/17	17/18
Peak D-A	10.73	8.79	8.28	7.82	6.92	5.90	5.19	4.69	6.04	7.31
Hedge Peak	2.05	3.18	1.95	2.03	1.90	1.93	1.43	1.08	-0.29	-1.14
AbT-Spot	4.74	3.87	4.19	2.89	3.10	2.40	1.95	1.99	2.15	2.39
AbT-Future	1.11	0.98	1.27	1.13	0.71	0.51	0.47	0.51	0.57	0.69
Gesamterlös	18.75	16.84	15.69	13.86	12.65	10.74	9.03	8.26	8.26	9.32

Tabelle 2a: Historische Erlöse (Rp./kWh) für Speicherkraftwerke MIT Zugang zum Europäischen grenzüberschreitenden Stromhandel per Bilanzstichtag 30 September / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, Epex-Spot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

In Tabelle 2b wird analog für das Kalenderjahr vorgegangen, die Werte beziehen sich damit auf den Bilanzstichtag 31. Dezember. Numerisch ist diese Kenngrösse *Peak (D-A)* sehr nahe am Jahres-*Peak Swissix*. Eine allfällige Differenz dieser beiden Werte quantifiziert den Einfluss der Saisonalität in der Speicherkraft-Produktion und der Anteil der teuersten Stunden innerhalb der *Peak*-Qualität.

Speicherkraftwerke (Bilanzstichtag 31.12.)										
Rp./kWh	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Peak D-A	9.67	7.90	7.55	7.61	6.92	5.74	5.14	5.23	6.17	7.27
Hedge Peak	3.55	2.63	2.00	2.22	1.97	1.86	1.27	0.78	-0.29	-1.77
AbT-Spot	4.52	3.95	3.87	2.94	2.92	2.29	1.96	2.03	2.21	2.54
AbT-Future	1.08	1.05	1.23	1.02	0.66	0.50	0.48	0.53	0.60	0.72
Gesamterlös	18.82	15.54	14.66	13.79	12.47	10.39	8.86	8.56	8.69	8.75

Tabelle 2b: Historische Erlöse (Rp./kWh) für Speicherkraftwerke MIT Zugang zum Europäischen grenzüberschreitenden Stromhandel per Bilanzstichtag 31. Dezember / Berechnungen des ior/cf-HSG auf Basis EEX, Epex-Spot; ohne Handel mit Herkunftsnachweisen.

Ergänzend weisen wir die Absicherungserfolge *Hedge-Peak* (in Rp./kWh) einer Produktion aus. Wir legen dabei wiederum eine rollierende Absicherungsstrategie zugrunde, die über drei Jahre gleichmässig verteilt bis Beginn des Lieferjahres die Jahresproduktion des vierten Folgejahres mit *Peak-Futures* vermarktet. Diese Absicherungserfolge sind in CHF angegeben, um den Währungseinfluss miteinzubeziehen. Diese Kenngrösse *Hedge-Peak* repräsentiert jenen historischen Erfolg, der im Lieferjahr erzielt wird und per Bilanzstichtag in das Jahresergebnis einfließt, sofern diese Absicherungsstrategie mittels *Peak-Futures* bis Beginn des Lieferjahres umgesetzt ist.

Die Kenngrösse *AbT-Spot* in Tabellen 2a und 2b repräsentiert den potentiellen Mehrwert flexibler Speicherkapazitäten, der im Rahmen der Opportunitäten im grenzüberschreitenden Stromhandel zwischen der Schweiz und seinen Nachbarstaaten oder innerhalb des Marktgebietes Schweiz generiert werden kann. Die Vermarktung von *Systemdienstleistungen* in der Regelzone Schweiz und in den übrigen Europäischen Marktgebieten ist darin ebenfalls berücksichtigt. Technisch haben wir diesen potentiellen Mehrwert auf Basis der Optionspreistheorie [17] geschätzt, indem wir die Preisdynamik eines repräsentativen

Marktgebietes (Deutschland) zugrundgelegt haben inkl. den Grenzauktionspreisen und einer Volatilität von 150%, die unter dem Durchschnitt der empirischen Beobachtungen liegt ([9]).

Abschliessend geben wir noch jene Erlös-komponente *AbT-Future* (in Rp./kWh) an, die innerhalb des *Asset-backed Trading* in den Futures-Märkten mittels Monetisierung der *Peak-Futures*-Volatilitäten potentiell erzielbar ist. Die historischen Volatilitäten der *Peak-Futures* sind in [10] dokumentiert.

Marktakteure haben in Gesprächen festgehalten, dass in unserem Ansatz allfällige Laufwasseranteile in den Speicherkraftwerken nicht berücksichtigt werden. Diese Laufwasseranteile können demnach bis zu 30% betragen, womit 30% der Speicherenergie wertmässig mit dem um durchschnittlich ca. 28% reduzierten Day-Ahead Erlös der Laufwasserkraft aus Tabellen 1a und 1b zu bewerten wäre. Wir haben die Brutto-Speicherenergie zur Bestimmung der wöchentlichen Triggerpreise verwendet. Reduzieren wir diese Brutto-Speicherenergie um einen 30% Laufwasseranteil, erhalten wir die *flexible Speicherenergie*, die geringer ausfällt. Geringere, *flexible Speicherenergie* lässt sich in weniger, jedoch teureren Stunden produzieren. Dies zieht unmittelbar höhere Triggerpreise nach sich und führt damit zu höheren Day-Ahead Erlösen. Wir haben unter Einbezug der historischen, stündlichen *Swissix* Auktionspreise errechnet, dass die Day-Ahead Erlöse mit der *flexiblen Speicherenergie* in Folge um ca. 5% höher ausfallen. Somit steht einer wertmässigen Reduktion von 28% (volumengewichtet mit 0,3) einem wertmässigen Anstieg in Höhe von ca. 5% (volumengewichtet mit 0,7) gegenüber. Dies ergibt einen *inneren Wert* (Rp./kWh) für die Speicherkraft, der unter der Annahme eines 30% Laufwasseranteil innerhalb eines Speicherkraftwerks in Summe um ca. 4,9% (= 8,4 - 3,5) kleiner ausfällt. Der Vollständigkeit halber sei erwähnt, dass diese Korrektur in etwa um die Hälfte geringer ausfällt, sollten nur 15% Laufwasseranteil bestehen.

Wir schliessen weiter, dass die in Tabellen 2a und 2b gelisteten zwei Erlös-Faktoren *Hedge-Peak* und *AbT-Future* keine Korrektur erfordern, da diese über die Zeit hinweg aufgrund ihrer marginalen Unterschiede zur *Base*-bezogenen Kenngrösse vernachlässigbar ausfällt. Was die Kenngrösse *AbT-Spot* betrifft, so ist dieser auf die Brutto-Speicherenergie anwendbar, da im Spotmarkt aufgrund seiner hohen Volatilität nur ca. 23% der Handelsgeschäfte zu einer physischen Lieferung führen, und damit in 77% der Fälle die Energie im Speicher nicht beeinflusst wird. Gehen wir von einem 30% Laufwasseranteil aus, so verbleiben 70% an flexibler Speicherenergie, womit in weiterer Folge statistisch eine Sicherheitsmarge von ca. 99% gegeben ist, nicht mehr als die real vorhandene *flexible Speicherenergie* zu nutzen.

Kraftwerkszentralen innerhalb Speicherkraftwerk-parks, die mehrheitlich Laufwasser turbinieren, sind in den WASTA Daten als Laufwasserkraftwerke aufgeführt. In diesem Falle ist eine Differenzierung vorgenommen, weil wir die daraus resultierende Stromproduktion der Laufwasserkraft zugeordnet haben und entsprechend mit der Kenngrösse *Base (D-A)* aus Tabellen 1a und 1b bewerten.

Innerhalb der Kenngrösse *AbT-Spot* sind auch die Erlösanteile aus den *Systemdienstleistungen* sowohl im Marktgebiet Schweiz, als auch in den angrenzenden und übrigen Marktgebieten in der EU enthalten. Für die Quantifizierung dieses Beitrags haben wir uns auf die Regelzone Schweiz gestützt. Wir sind davon ausgegangen, dass ca. 20% der

Speicherkraftwerkskapazitäten vorgehalten werden, um die Regelenergie (in der Regelzone Schweiz ca. 1 TWh) auf Abruf produzieren zu können (Abbildung 2a).

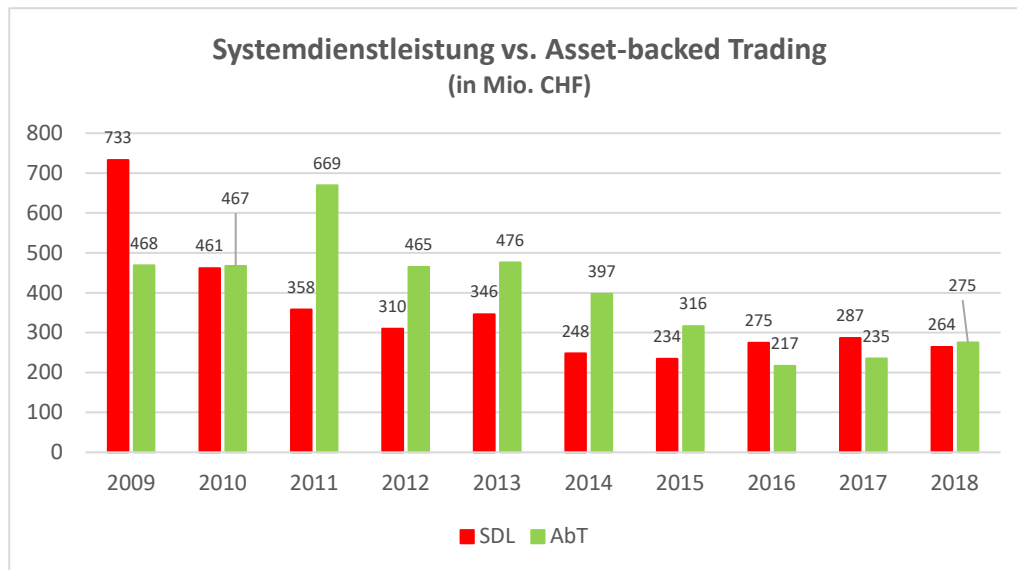


Abbildung 2a: Systemdienstleistung vs. Asset-backed Trading (in Mio. CHF) im Spotmarkt.
Datenquellen: Swissgrid, EEX, BFE, WASTA / Berechnungen des ior/cf-HSG.

Wir haben uns in [10,11] auf die Finanzberichte 2009-2018 der *Swissgrid* gestützt und den Erlösanteil (in Rp./kWh) aus *Systemdienstleistungen* abzüglich des Marktwerts der Regelenergie auf die Speicherproduktion bezogen. In diesem Sinne sind jene Laufwasseranteile der Speicherkraft, die für *SDL*-Produkte auktioniert, zu Regelenergie führen, in der Bewertung berücksichtigt. Allfällige Ungenauigkeiten diesbezüglich erachten wir als marginal und unsystematisch (im Sinne von: Ausschläge nach oben und unten sind ausgeglichen).

Den Mehrwert der Pumpkapazitäten im Rahmen des Spothandels und des Markts für *SDL* haben wir nicht berücksichtigt. Die entsprechende Kenngrösse *AbT-Spot* für Pumpkapazitäten fällt in etwa gleich hoch aus, wie diejenige für Turbinen. Die Unterschiede liegen lediglich in der deutlichen höheren Häufigkeit (77%) einer physischen Lieferung, gegenüber einer Turbine (23%). Gewichtet mit der bezogenen Pumpenergie von ca. 2,0-2,5 TWh fällt dieser Wert über den Zeitraum 2009-2018 etwas höher aus als die in BFE 2018 [2e] angegebenen Kostenbandbreite von 0,18 bis 0,25 Rp./kWh.

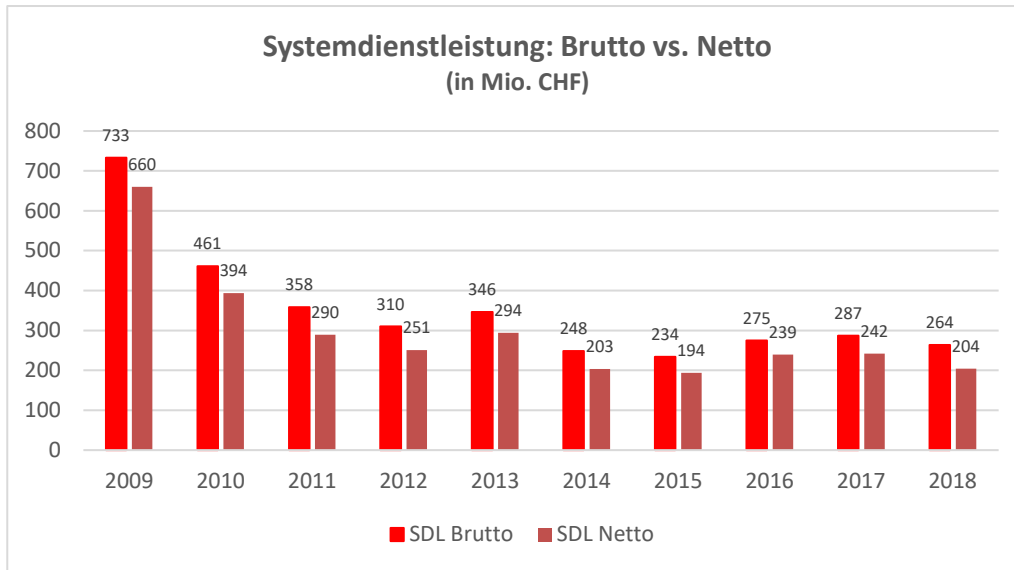


Abbildung 2b: Systemdienstleistung: Brutto vs. Netto (in Mio. CHF), Datenquelle: Swissgrid, EEX, BFE, WASTA / Berechnungen des ior/cf-HSG.

In den letzten Jahren hat sich aufgrund der Weiterentwicklung des *Markts für Systemdienstleistungen* der Wettbewerb um diese Systemdienstleistungen intensiviert. Auch andere Technologien, wie etwa Batteriespeicher und Grossverbraucher als virtuelle Kraftwerke gebündelt, sind für Systemdienstleistungen qualifiziert. Wenn aus diesen Gründen die Speicherkraft weniger den Zuspruch für Systemdienstleistungen erhält, dann liegt das auch in der Optimierung der Opportunitätskosten des Stromhandels seitens der Händler. Für die Stromhändler erweitern sich damit ihre Opportunitäten, da die Speicherkraftwerke nach wie vor für den grenzüberschreitenden Spothandel genutzt werden können. Aus unserer Sicht vergrössert sich damit das Erlöspotenzial des *Asset-backed Trading*. Es ist eine natürliche Folge, dass seitens einiger Marktakteure kein Interesse darin besteht, die Produkte für Systemdienstleistungen wieder verstärkt auf die Speicherkraftkapazitäten auszurichten. Zu stark wird hier der eigene Wettbewerbsvorteil in den Vordergrund gerückt.

Zusammengefasst bestehen für Speicherkraftwerke zwei Effekte: Gehen wir von einer um 30% gegenüber Brutto-Speicherenergie reduzierten *flexiblen Speicherenergie* aus, so erhöhen sich die Triggerpreise und damit auch jene Erlösfaktoren, die dem *Swissix* in den teureren Stunden für das Schweizer Marktgebiet zugrunde gelegt sind. Für die Laufwasseranteile des Speicherkraftwerks wären neu die Erlös-Faktoren der entsprechenden Laufwasserkraftwerke aus Tabelle 1 anwendbar. Dieser Spread gewichtet mit 30% (entsprechend dem angenommenen Laufwasseranteil im Speicherkraftwerk) und der Anstieg der *Day-Ahead Erlösfaktoren* für *flexible Speicherenergie* gewichtet mit 70%, führt in Summe zu einem um ca. 4,9% reduzierten *inneren Wert*. Wir verzichten darauf, weiter zu differenzieren, ob und in welchem Ausmass der Laufwasseranteil des Speicherwerkes im Rahmen eines *SDL-Produktes* turbinieren wird, da die Entschädigung für *SDL-Produkte* deutlich höher ausfällt, und damit die Korrektur von 4,9% eher abzuschwächen wäre.

In Hecker *et. al* 2015 [12] werden die *flexiblen Speicherkraftkapazitäten* für Marktgebiete Deutschland, Norwegen und Österreich geschätzt, in dem aus der stündlichen

Stromproduktion eines Marktgebietes die historischen Laufwasseranteile abgezogen werden. In diesen sind auch jene Volumina enthalten, die im Rahmen von *Systemdienstleistungen* produziert werden. Die flexiblen Speicherkapazitäten der Schweiz stehen im Wettbewerb mit jenen in Deutschland und Österreich. Dieser Wettbewerb verteilt sich auf alle Europäischen Marktgebiete, insbesondere auf jene in den Nachbarstaaten zu Deutschland und Österreich.

In Hecker *et. al* 2015 [12] wurden - im Gegensatz zu unseren Analysen in [9] - keine Bewertungen der flexiblen Kapazitäten vorgenommen. Aufgrund der Zielsetzung, die Erlöse aus den SDL und aus dem kurzfristigen Stromhandel separat zu quantifizieren, haben wir uns für das Vorgehen in [9] entschieden. Nicht zuletzt im Wissen, dass unternehmensinterne Daten angewandt auf unser Vorgehen eine Überprüfung und in Folge eine Präzisierung ermöglichen.

Wir tragen obigen Überlegungen Rechnung, indem wir in Abschnitt 5 für die Schätzung des Handelserfolges aus *Eigenhandel (Prop-Trading)* der drei grossen Schweizer Stromproduzenten einen Laufwasseranteil von 30% innerhalb der Speicherkraftwerke zugrunde legen.

Nukleare Produktion

Für *Atomkraftwerke* bestimmen wir den *inneren Wert* aus der Kenngrösse *Base (D-A)* abzüglich den *EBIT-relevanten Gestehungskosten*, die wir mit 5 Rp./kWh festsetzen, dies unter Bezugnahme auf vollständigen Gestehungskosten von 7,10 Rp./kWh die innerhalb der Bandbreite von 6,4-8,0 Rp./kWh [1] liegen. Die Stromproduktionskosten gelten als stabil [1], womit wir die Absicherung des Strompreises und die Monetisierung der Volatilitäten in den Futures-Märkten im Rahmen des *Asset-backed Trading* miteinbeziehen.

Für *Bezugsverträge* bzw. für *Langfristverträge* bestimmen wir den *inneren Wert* aus der Kenngrösse *Base (D-A)* abzüglich den *EBIT-relevanten Gestehungskosten*, die wir kalkulatorisch mit 5,5 Rp./kWh festsetzen, dies unter Bezugnahme auf vollständigen Gestehungskosten von 6,4-8,0 Rp./kWh für nukleare Produktion [1]. Für die Ausgestaltung der langfristigen Verträge unterstellen wir, dass Preisabsicherungsklauseln einbezogen sind und damit auch Teil unserer, geschätzten *EBIT-relevanten Gestehungskosten*. In Folge beziehen wir *Bezugsverträge* nicht in das abzusichernde Volumen mit ein.

Thermische Produktion

Für *gasbetriebene* bzw. *GuD-Kraftwerke* bestimmen wir den *inneren Wert* aus der Kenngrösse *Peak (D-A)* in Tabellen 2a und 2b abzüglich den *EBIT-relevanten Gestehungskosten*, die wir gestützt auf [13] sowie den Gas- und CO₂-Preisen in 2008-2009 ableiten und mit gerundet 8 Rp./kWh festsetzen, wiederum ohne Kapitalkosten, kalkulatorischen Gewinnen und Gewinnsteuern.

Die Flexibilität der *GuD-Kraftwerke* für den Handel im Spotmarkt bzw. für *Systemdienstleistungen* vernachlässigen wir, da dieser Kraftwerkstyp über eine Mindestanzahl an Stunden in Betrieb sein muss. Damit nimmt die Volatilität des Durchschnittspreises mit der

Mindestanzahl an Betriebsstunden stark ab, womit wir das Erlöspotenzial im Spotmarkt für wesentlich geringer einstufen als für Speicherkraftkapazitäten.

Für *konventionelle thermische Kraftwerke (Kohlekraftwerke)* bestimmen wir den *inneren Wert* aus der Kenngrösse *Base (D-A)* in Tabellen 1a und 1b abzüglich den *EBIT-relevanten Gesteuerungskosten*, die wir gestützt auf [1,13], sowie auf den Kohle und CO₂-Preisen in 2008-2009 mit 5 Rp./kWh festsetzen.

Die Bewirtschaftung von *thermischen Kraftwerken* basiert auf der Einbindung der stochastischen Preisdynamik für Strom, Kohle, Gas und CO₂. Diese Dynamik umfasst insbesondere Volatilitäten und Korrelationen. Wir nehmen an, dass unter Ausnutzung dieser Volatilitäten und Korrelationen der *innere Wert* durch Absicherung der entsprechenden *Spreads* in den Futures-Märkten bis Beginn eines Geschäftsjahres eingelockt wird. Als Folge sehen wir die Kenngrösse *AbT-Future* im *inneren Wert* des thermischen Kraftwerks berücksichtigt. Weiter vernachlässigen wir für *thermische Produktion* zusätzliches *Asset-backed Trading* in den Spot-Märkten, da diese zusätzlichen Handelsaktivitäten eine Öffnung zusätzlicher Risiko-Exposures nach sich zieht und wir entsprechend dem *spekulativen Handel (Eigenhandel, Prop-Trading)* anrechnen. Damit vernachlässigen wir auch allfällige Beiträge aus Bereitstellung negativer Regelleistung im Rahmen von *Systemdienstleistungen*.

Für die Berechnung des *inneren Wertes* wird der *Swissix* für Marktgebiet Schweiz verwendet, auch wenn *thermische Kraftwerke* im Ausland stehen. Ein grosser Teil der ausländischen Produktion befindet sich in Italien, in denen höhere Marktpreise gelten, womit der *innere Wert* eher unterschätzt wird.

5. Der Beginn der Teilliberalisierung: das Geschäftsjahr 2009

Betrachten wir die Strompreisentwicklung an den Handelsmärkten (Abbildung 3), so stellen wir fest, dass in 2009 die Strompreise von ihren Höchstständen in 2008 unter hoher Volatilität stark zurückgekommen sind. Ebenso haben wir in [11] festgehalten, dass gemessen an den *vollständigen Gestehungskosten* des BFE 2018 [2e] die Grosswasserkraft ohne Einbezug des *Asset-backed Trading* hohe Rentabilität auswies.

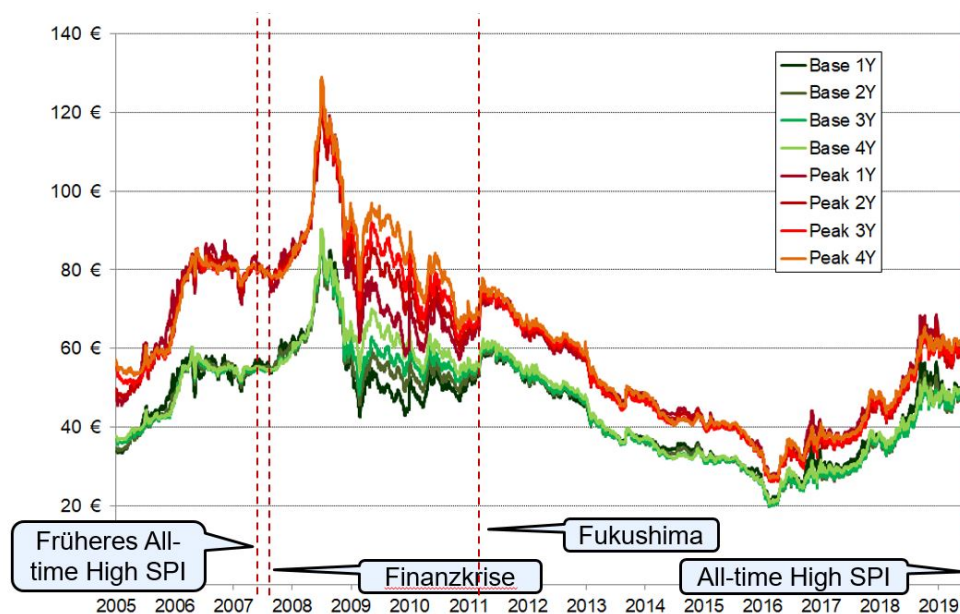


Abbildung 3: Entwicklung der Futures-Preise an der EEX für 4 Frontjahre (Q1 05 – Q2 19).

In diesem Abschnitt wollen wir für das Geschäftsjahr 2009 die Handelsergebnisse der grossen Schweizer Stromproduzenten differenzierter reflektieren.

Um die Handelsergebnisse zu erklären, bilden wir den EBIT aus den in den Finanzberichten zu 2009 ausgewiesenen Geschäftsbereichen anhand unserer Analysen in [9,10,11] nach. Den positiven Ergebnisbeitrag aus dem *Asset-backed Trading* schätzen wir direkt aus den entsprechenden Kenngrössen der Tabellen 1 und 2. Den positiven Ergebnisbeitrag der Kraftwerke bestimmen wir aus dem Day-Ahead Erlös im Marktgebiet Schweiz (auf Basis *Swissix*, Tabellen 1 und 2) abzüglich der *EBIT-relevanten Gestehungskosten*. Zur Erinnerung: die *EBIT-relevanten Gestehungskosten* erhalten wir aus den vollständigen Gestehungskosten vermindert um Komponenten *Eigenkapital- und Fremdkapitalkosten, kalkulatorische Gewinne und Gewinnsteuern*, die in Summe mit Bezug auf BFE 2018 [2e] 2,16 Rp./kWh ergeben. Mit der ausgewiesenen Sicht der Wasserkraftbetreiber quantifizieren wir für das Jahr 2011 die *EBIT-relevanten Gestehungskosten* der Laufwasserkraft mit gerundet 4,0 Rp./kWh und für jene der Speicherkraft mit gerundet 5,5 Rp./kWh.

Eine spezielle Rolle nehmen die *Overheadkosten* ein, die gemäss *Swisslectric* [14] die Vermarktung durch die Handelseinheiten entschädigen soll. In [14] werden diese mit 0,9 Rp./kWh angesetzt, gemäss BFE 2018 [2e] werden diese von den Wasserkraftbetreibern in Höhe von 0,7 Rp./kWh gesehen, das BFE [2e] sieht aus seiner Sicht 0,6 Rp./kWh gerechtfertigt.

Wir haben diese Komponente *Overheadkosten* in dieser Bandbreite verwendet und gestützt darauf unsere kalkulatorischen Grössen 4,0 Rp./kWh und 5,5 Rp./kWh erhalten (gerundet auf 0,5 Rp.). Für das Geschäftsjahr 2009 entspricht dies *vollständigen Gestehungskosten* in Höhe von 6,16 Rp./kWh für Laufwasserkraft und in Höhe von 7,66 Rp./kWh für Speicherkraft. Bezugnehmend auf Filipini [8] dürfen wir festhalten, dass die *Gestehungskosten* für das Geschäftsjahr 2009 gegenüber 2011 tiefer ausgewiesen sind. In diesem Zusammenhang sei erwähnt, dass die Wasserzinsen in 2009 noch 80 CHF/kWh betragen, und damit in 2009 um rund 35% tiefer im Vergleich zu 110 CHF/kWh in 2011 ausfielen.

Summa summarum sei festgehalten, dass wir für unsere nachfolgenden Analysen die *EBIT-relevanten Gestehungskosten* konservativ zugunsten der Schweizer Stromproduzenten beurteilen.

Kenngrossen nach Kraftwerkstyp per Bilanzstichtag 30. September 2009

Gestützt auf Tabelle 1a ergibt sich für *Laufwasserkraft* ein *innerer Wert* von 3,27 Rp./kWh, der sich aus der Differenz der Kenngrösse *Base D-A* (7,27 Rp./kWh) und den *EBIT-relevanten Gestehungskosten* 4,0 Rp./kWh ergibt, sowie analog zu Tabelle 2a für *Speicherkraftwerke* ein *innerer Wert* von 5,23 Rp./kWh aus der Differenz des *Peak D-A* (10,73 Rp./kWh) und den *EBIT-relevanten Gestehungskosten* 5,5 Rp./kWh gestützt auf BFE 2018 [2e].

Wir quantifizieren den *inneren Wert* (2,27 Rp./kWh) eines *nuklearen Kraftwerks* als Differenz zwischen Kenngrösse *Base D-A* (7,27 Rp./kWh) für Bandenergie (Tabelle 1a) und den *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (5,0 Rp./kWh) gestützt auf [1,13]. Den *inneren Wert* (1,77 Rp./kWh) eines *Bezugsvertrags für Atomstrom* bzw. *langfristiger Bezugsverträge* quantifizieren wir als Differenz zwischen Kenngrösse *Base D-A* (7,27 Rp./kWh) für Bandenergie und geschätzten *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (5,5 Rp./kWh).

Den *inneren Wert* (2,27 Rp./kWh) eines *thermischen Kraftwerkparks* quantifizieren wir als Differenz zwischen Kenngrösse *Base D-A* (7,27 Rp./kWh) für Bandenergie (Tabelle 1a) und kalkulatorischen *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (5 Rp./kWh) für 2009.

Den *inneren Wert* (2,73 Rp./kWh) eines *GuD-Kraftwerks* quantifizieren wir als Differenz zwischen Kenngrösse *Peak D-A* (10,73 Rp./kWh) aus Spitzenlastenergie (Tabelle 2a) und den kalkulatorischen *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (8,0 Rp./kWh) für 2009.

Kenngrössen nach Kraftwerkstyp per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009

Gestützt auf Tabellen 1b ergibt sich für *Laufwasserkraftwerke* ein *innerer Wert* von 3,54 Rp./kWh aus der Differenz der Kenngrösse *Base D-A* (7,54 Rp./kWh) und den *EBIT-relevanten Gestehungskosten* 4,0 Rp./kWh, sowie analog zu Tabelle 2b für *Speicherkraftwerke* ein *innerer Wert* von 4,17 Rp./kWh aus der Differenz der Kenngrösse *Peak D-A* (9,67 Rp./kWh) und den *EBIT-relevanten Gestehungskosten* 5,5 Rp./kWh.

Wir quantifizieren den *inneren Wert* (2,54 Rp./kWh) eines *nuklearen Kraftwerks* als Differenz zwischen Kenngrösse *Base D-A* (7,54 Rp./kWh) für Bandenergie (Tabelle 1b) und den *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (5,5 Rp./kWh). Den *inneren Wert* (2,04 Rp./kWh) eines *Bezugsvertrags für Atomstrom* bzw. *langfristiger Bezugsverträge* quantifizieren wir als Differenz zwischen Kenngrösse *Base D-A* (7,54 Rp./kWh) für Bandenergie und geschätzten *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (5,5 Rp./kWh).

Den *inneren Wert* (2,54 Rp./kWh) eines *thermischen Kraftwerkparks* quantifizieren wir als Differenz zwischen Kenngrösse *Base D-A* (7,54 Rp./kWh) für Bandenergie (Tabelle 1b) und den kalkulatorischen *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (5,5 Rp./kWh).

Den *inneren Wert* (1,67 Rp./kWh) eines *GuD-Kraftwerks* quantifizieren wir als Differenz zwischen Kenngrösse *Peak D-A* (9,67 Rp./kWh) aus Spitzenlastenergie (Tabelle 2b) und den kalkulatorischen *EBIT-relevanten Gestehungskosten* (8,0 Rp./kWh).

Präzisierungen zu den Volumina für das Geschäftsjahr 2008/09 bzw. 2009

Die Produktionsvolumina sind aufgrund Wetter und Verfügbarkeiten mitunter grossen Schwankungen ausgesetzt, die selten antizipiert werden können. Damit entstehen Volumenrisiken, die ebenfalls zu berücksichtigen sind. Dies betrifft mit der Festsetzung des Absicherungsvolumens drei Jahre vor Lieferperiode zum einen die Umsetzung der *Absicherungsstrategie* und in direkter Folge zum anderen das *Asset-backed Trading in Forward-Märkten* zur Monetisierung der Volatilitäten. Bezugnehmend auf die BFE-Statistik [2a] beträgt im Geschäftsjahr 2009 die Abweichung der Produktion aus Wasserkraft ca. 5% vom jährlichen Durchschnitt und für die Stromproduktion aus Atomkraft entnehmen wir eine Abweichung vom Jahresdurchschnitt um weniger als 1%. Wir stellen fest, dass diese Effekte unsere Kernaussagen für das Geschäftsjahr 2008/09 bzw. 2009 nur marginal beeinflussen, weshalb wir auf eine vollständige numerische Einbindung in unseren Auswertungen verzichten. Dies nicht zuletzt zur Wahrung überschaubarer und leicht nachvollziehbaren Ergebnissen.

Wir legen zugrunde, dass das jeweilig publizierte Produktionsvolumen der Wasserkraft gemäss BFE Statistik [2a] aufgeteilt wird in 55% Speicherkraftproduktion und 45% Laufwasserkraftproduktion. Für die *innere Bewertung* der Speicherenergie sowie für das *Asset-backed Trading im Spotmarkt* berücksichtigen wir 30% Laufwasseranteil in den Speicherkraftwerken, was *de facto* eine Aufteilung im Verhältnis 38,5% : 61,5% zugunsten Laufwasserkraft nach sich zieht. Wir tragen den obigen Unschärfen in den Volumina in der Speicherkraft Rechnung, indem wir für unsere Berechnungen ausschliesslich auf *flexible*

Speicherenergie abstellen, und damit – so wie von Marktakteuren angeregt – ein konservatives Vorgehen wählen.

Ebenfalls zu berücksichtigen ist der Energieabsatz in der Grundversorgung, in der die Strompreise für gebundene Endkunden in 2009 um gerundet 2 Rp./kWh unter dem Marktpreis liegen. Davon sind CKW als Tochtergesellschaft der *Axpo* und die *BKW* betroffen [16]. Für die Bestimmung der Preisdifferenz um 2 Rp./kWh haben wir für den durchschnittlichen Endkundenpreis (8,4 Rp./kWh) die *Enerprice*-Studie 2018 [23] beigezogen und den relevanten Marktpreis mit der über 3 Jahre rollierenden Absicherung repliziert. Unter Einbezug der *Base*- und *Peak*-Qualitäten fällt die Preisdifferenz für beide Bilanzstichtage (30. September 2009 und 31. Dezember 2009) um gerundet 0,5 Rp./kWh höher aus als in der *Enerprice* Studie.

5.1 Alpiq im Geschäftsjahr 2009 (Bilanzstichtag 30. Dezember 2009)

In 2009 fasste *Alpiq* [3] ihr Ergebnis aus *Produktion, Handel und Vertrieb* im Geschäftsbereich *Energie* zusammen und wies gesamthaft einen EBIT von CHF 1003 Mio. aus. Gemäss Finanzbericht 2009 [3] produzierte *Alpiq* 6,6 TWh aus *Wasserkraft*. Die Produktion aus *Wasserkraft* unterteilen wir in *flexible Speicherkraft* (2,5 TWh) und *Laufwasserkraft* (4,1 TWh).

Alpiq produzierte 6,5 TWh *konventionell thermisch*, verteilt auf Schweiz, Italien und Ungarn/Tschechien im Verhältnis von ca. 25%, 50% und 25%. Die *Atomkraftwerke* liefern 6,2 TWh zum Produktionsvolumen. Weiter bestehen *langfristige Bezugsverträge* aus denen *Alpiq* 15,5 TWh beschaffte.

In Summe produzierte und beschaffte *Alpiq* im Geschäftsjahr 2009 Strom in Höhe von gesamt 34,8 TWh. *Alpiq* weist keinen nennenswerten Absatz in der *Grundversorgung* aus [16], weshalb diesbezüglich im Marktwert der physischen Lieferung oder im abzusichernden Produktionsvolumen keine Anpassung vorzunehmen ist.

Alpiq 2009: EBIT-Beitrag aus Produktion (CHF 888 Mio.)

Der *innere Wert* für *Laufwasserkraft* (3,54 Rp./kWh) angewandt auf 4,1 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 145,1 Mio.

Der *innere Wert* für *flexible Speicherkraft* (4,17 Rp./kWh) angewandt auf 2,5 TWh führt zu einem *EBIT-Anteil* von 104,3 Mio.

Der *innere Wert* für *nukleare Produktion* (2,54 Rp./kWh) angewandt auf 6,2 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 157,5 Mio.

Der *innere Wert* (2,04 Rp./kWh) für *langfristige Bezugsverträge* angewandt auf 15,5 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 316,2 Mio.

Der *innere Wert* für *thermische Produktion* (2,54 Rp./kWh) angewandt auf 6,5 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 165,1 Mio.

Summa summarum ergibt dies für *Alpiq* einen *positiven Ergebnisbeitrag aus Produktion und Beschaffung* in Höhe von CHF 888,2 Mio.

Alpiq 2009: EBIT-Beitrag aus Absicherung (CHF 420 Mio.)

In 2009 weist die *Alpiq* eine Gesamtproduktion (inkl. Bezugsverträge) in Höhe von 34,8 TWh aus. Da entsprechend unserer Annahme allfällige Absicherungselemente in der Bewirtschaftung der *thermischen Produktion* (6,5 TWh) sowie des *Bezugsvertrags* für Atomstrom (15,5 TWh) als miteinbezogen betrachten, beträgt mit unserem Verständnis das abzusichernde Produktionsvolumen der *Alpiq* 12,8 TWh, zusammengesetzt aus 2,5 TWh *flexibler Speicherenergie* und 10,3 TWh *Bandenergie*.

Der *Absicherungserlös* (3,55 Rp./kWh, Tabelle 2b) für *flexible Speicherenergie* 2,5 TWh auf Basis eines über 3-Jahre rollierenden Benchmark mit *Peak-Futures* führt zu einem *EBIT-Anteil* von 88,8 Mio.

Der *Absicherungserlös* (3,22 Rp./kWh, Tabelle 1b) für *Bandenergie* 10,3 TWh (ohne thermische Produktion und ohne Bezugsverträge) auf Basis eines 3-Jahres rollierenden Benchmarks mit *Base-Futures* führt zu einem *EBIT-Anteil* von 331,7 Mio.

Alpiq 2009: EBIT-Beitrag aus Asset-backed Trading in Spotmärkten, inkl. SDL (CHF 113 Mio.)

Aus *Asset-backed Trading* im (grenzüberschreitenden) Spothandel (*AbT-Spot* 4,52 Rp./kWh in Tabelle 2b) erhalten wir für 2,5 TWh *flexible Speicherenergie* einen *EBIT-Anteil* von 113,0 Mio.

Alpiq 2009: EBIT-Beitrag aus Asset-backed Trading in Forward-Märkten (CHF 104 Mio.)

Aus dem *Asset backed Trading in Forward-Märkten* (*AbT-Future* 1,08 Rp./kWh, Tabelle 2b) erhalten wir für 2,5 TWh *flexible Speicherenergie* einen *EBIT-Anteil* von 27,0 Mio.

Aus dem *Asset backed Trading in Forward-Märkten* (*AbT-Future* 0,75 Rp./kWh, Tabelle 1b) erhalten wir für 10,3 TWh *Bandenergie* einen *EBIT-Anteil* von 77,3 Mio.

Plausibilisierung und Reflexion des Jahresergebnisses 2009 der Alpiq

Gesamthaft ergibt sich aus der Summe der obigen EBIT-Komponenten ein geschätztes EBIT-Potenzial in Höhe von 1'526 Mio. In diesem Betrag sind die Transaktionskosten im Energiehandel nicht berücksichtigt. *Alpiq* wies in 2009 innerhalb der gehandelten Energiederivate einen Bruttogeldfluss in Höhe von gerundet CHF 27'000 Mio aus. Nehmen wir zumindest ein Single A Rating der *Alpiq* in 2009 an und legen wir damit 20 bp für Transaktionskosten zugrunde, so ergeben sich gesamthaft Transaktionskosten in Höhe von CHF 54,0 Mio. Unter Einbezug dieser Transaktionskosten schätzen wir für das Geschäftsjahr 2009 das vorhandene EBIT-Potenzial der *Alpiq* in Höhe von CHF 1'472 Mio.

Im Finanzbericht 2010 der *Alpiq* [3] wird für das Geschäftsjahr 2009 der Geschäftsbereich *Energie* unterteilt in Segmente *Energie Schweiz* (EBIT 512 Mio.), *Energie West-Europa* (EBIT 182 Mio.), *Energie Zentral-Europa* (EBIT 201 Mio.) und *Trading & Services* (EBIT 127 Mio.) ausgewiesen. Dies führt zu einem für das Geschäftsjahr 2009 revidierten EBIT in Höhe von gesamt CHF 1'022 Mio. Darin enthalten ist ein *EBIT* für Produktion (inkl. Beschaffung aus langfristigen Bezugsverträgen) in Höhe von CHF 895 Mio. aufsummiert über die Regionen Schweiz, West-Europa und Zentral-Europa.

Wir beziehen uns nun auf jenen EBIT 1'022 Mio., der sich aus dem Finanzbericht 2010 der *Alpiq* [3] ableitet. Mit den seitens *Alpiq* in 2010 revidierten EBIT für 2009 ergibt sich auf *Stufe EBIT* gegenüber unserem geschätzten EBIT 1'472 Mio. ein *nicht geklärter, negativer Handelserfolg* von gerundet CHF 450 Mio.

Wir dokumentieren im Folgenden unser Verständnis für diesen *nicht geklärten negativen Handelserfolg* in Höhe von CHF 450 Mio.

Die über 3 Jahre rollierende Absicherung der Stromproduktion liefert einen Erfolg von CHF 420 Mio., dies für ein seitens *Alpiq* abzusicherndes Produktionsvolumen in Höhe von 12,8 TWh. Wir definieren Abweichungen von der Absicherungsstrategie als *spekulativen Handel (Eigenhandel, Prop-Trading)*. *Alpiq* weist für ihr Segment *Trading & Services* einen EBIT in Höhe von CHF 127 Mio. aus. Damit stellen wir fest, dass gemessen an unserem Absicherungs-Benchmark der *Energiehandel (Prop-Trading)* der *Alpiq* die *Absicherungen mit spekulativen Handelsgeschäften im Eigenhandel (Prop-Trading)* übersteuert haben könnte. Als Folge hat der *Eigenhandel* der *Alpiq* zu einem negativen Beitrag im Handelserfolg der *Alpiq* geführt. Diesen negativen Erfolgsbeitrag aus dem *Prop-Trading* wollen wir nun abschätzen.

Unter Einbezug unseres geschätzten positiven Ergebnisbeitrags (CHF 217 Mio.) aus *Asset-backed Trading* liegt der *Verlust im Eigenhandel* bei CHF 510 (=127-420-217) Mio. Nehmen wir an, dass von den *Asset-Tradern* der *Alpiq* die Hälfte der 217 Mio. CHF realisiert wurde, so beträgt der *Verlust im Eigenhandel* CHF 402 Mio. Damit liegt der von uns geschätzte Verlust aus *Prop-Trading* der *Alpiq* innerhalb einer Bandbreite von [402, 510] Mio.

Im Zusammenhang mit der Klärung des *negativen Handelsbeitrags aus Eigenhandel* wollen wir zusätzlich auf einige weitere Positionen in der Finanzberichterstattung zum Geschäftsjahr 2009 der *Alpiq* eingehen:

i) In der Segmentberichterstattung wird unter *Absicherung* ein Verlust CHF -22 Mio. ausgewiesen. Für die über 3 Jahre rollierende Absicherung einer *Long-Position* haben wir per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009 auf Basis *Base-Futures* einen positiven Handelserfolg von +32,2 CHF/MWh (Tabelle 1b) quantifiziert, und auf Basis *Peak-Futures* +35,5 CHF/MWh (Tabelle 2b). Diese Werte beziehen sich auf die Absicherung einer *produzierten* MWh und damit für die Absicherung einer *Long-Position*. Diese zeigen auf, in welchem Ausmass die Strompreise durchschnittlich über die vorangegangenen 3 Jahre gefallen sind. Wenn *Alpiq* nun einen negativen Absicherungserfolg in Höhe von CHF -22 Mio. ausweist, so ist dieser erklärbar mit etwa 0,6 TWh *Peak-Lieferung*, die im Rahmen der Absicherung einer *Short Position* (als Teil der Lieferverpflichtung) zu viel eingedeckt worden ist und im Geschäftsjahr 2009 zu tieferen Preisen an den Markt wieder abgegeben werden musste.

ii) *Alpiq* weist in ihrem Finanzbericht 2009 *kein Hedge-Accounting für Energieabsicherung* auf. Wir erinnern daran, dass Absicherungsgeschäfte nicht notwendigerweise in das *Hedge-Accounting* fliessen müssen. Auch muss die Segmentberichterstattung nicht zwangsläufig das tatsächliche Absicherungsergebnis widerspiegeln. Absicherungserfolge können a) vor Bilanzstichtag realisiert werden, beispielsweise wenn das Absicherungsinstrument glattgestellt wird, wie in 2009 als Absicherungsverlust in Höhe von -22 Mio. ausgewiesen, oder b) in den Wiederbeschaffungswerten der Energiederivate bilanziert werden.

iii) In den *Energiederivaten* sind sämtliche Handelsgeschäfte enthalten, die kurzfristiges Trading abdecken. Auch Absicherungspositionen können darin enthalten sein, ohne dass diese separat als solche ausgewiesen sind. Betrachtet man die Bilanzposition auf der Aktiv- und Passiv-Seite so fällt bei *Alpiq* im Geschäftsjahr 2009 auf, dass *Energiederivate* auf der Aktiv-Seite mit Wiederbeschaffungswert +1'240 Mio. *Energiederivaten* auf der Passiv-Seite mit Wiederbeschaffungswert -1344 Mio. gegenüberstehen. Es besteht also ein Passiven-Überhang in Höhe von -104 Mio., der darauf hindeutet, dass offene Position in dieser Höhe bestehen.

iv) Die *Energiederivate* können im Allgemeinen *stark nichtlineare Auszahlungsstrukturen* aufweisen, weshalb Höhe und Vorzeichen des Überhangs alleine noch nicht definieren, wie sich die Handelseinheit gegenüber dem Markt für das neue Geschäftsjahr positioniert. Nimmt man allerdings an, dass *lineare Auszahlungsstrukturen* die Energiederivate mehrheitlich charakterisieren, so lässt sich aus dem Wiederbeschaffungswert der 3-Jahre rollierenden Absicherungsstrategie *Richtung* und *Absicherungsvolumen* bestimmen, mit der die Geschäfts- und Konzernführung gegenüber der Öffentlichkeit das neue Geschäftsjahr starten möchte.

v) Nehmen wir nun für *Alpiq* den Passiven-Überhang in der Position in Höhe von -104 Mio. sowie den Wiederbeschaffungswert der Absicherungsstrategie in Höhe von +18 CHF/MWh per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009 auf Basis des *Front-Futures* für Lieferung in 2010, so erhalten wir gerundet *minus* 6 TWh. Dies bedeutet, dass *Alpiq* über sein gesamtes Energiederivate-Portfolio gerundet eine *Short-Position* in Höhe von 6 TWh abgesichert hat. Praktisch heisst das, dass *Alpiq* bis zum Bilanzstichtag *wertmässig* um 6 TWh vom Markt mehr eingekauft hat, als *sie* an Vertriebsvolumen für die Folgejahre aufweist.

vi) Mit dem in der Jahresrechnung ausgewiesenen Absicherungsverlust von minus 22 Mio. wurden ca. 1,25 TWh *wertmässig* zu einem tieferen Preis (in Summe um 22 Mio. tiefer) wiederverkauft, in den Bilanzpositionen wurde ein energetischer Überhang von 6 TWh an *Short-Position* beibehalten. Dafür kann es zwei Gründe geben:

1) Die 6 TWh *Short* vor Bilanzstichtag zu schliessen, hätte das Jahresergebnis 2009 zusätzlich belastet, da erfolgsneutrale Absicherungserfolge in diesem Fall in die Erfolgsrechnung umgebucht werden müssen. Dies wollte die Geschäftsführung vermeiden.

2) Die Geschäftsführung und Stromhandel sind der Ansicht, dass die Preise steigen werden, womit diese Position in Höhe von 104 Mio. (energetisch *short*) einer Spekulation auf steigende Preise entspricht.

vii) Auch in der Bilanz 2008 ist mit Blick von aussen auf das Geschäftsjahr 2009 nichts zu entnehmen, da die Bilanzposition *Energiederivate* auf Aktiv- und Passivseite nahezu ausgeglichen gegenüberstehen. Konkret wurden per Ende 2008 auf der Aktivseite 1'159 und auf der Passivseite 1'155 bilanziert. Ob und in welchem Ausmass Absicherungsgeschäfte für die Produktion *erfolgswirksam* in das Jahresergebnis 2009 eingeflossen sind, dazu müsste man zumindest auch die *Netto Handelsumsätze* kennen, die jedoch bei *Alpiq* für das Geschäftsjahr 2009 nicht ausgewiesen sind.

viii) Es ist denkbar, dass in der Segmentberichterstattung der unter *Eigenhandel (Prop-Trading)* CHF + 33 Mio. ausgewiesene positive Erfolg aus Handelsgeschäften entstanden ist, die einen (kleinen) Teil der rollierenden Absicherungsstrategie (ausserhalb des *Hedge-Accounting*) repräsentierten. Ebenso könnte dieser Erfolg Teil jener *Asset backed Trading* Handelsgeschäfte in den Spotmärkten sein, die nicht zur physischen Lieferung führen.

Es spricht somit im Fall *Alpiq* einiges dafür, dass – sehr offensiv formuliert – *Alpiq* zu jener Zeit eine Wette darauf eingegangen ist, dass die Strompreise an den Handelsplätzen *nicht fallen* werden. Tatsächlich sind gemessen am Benchmark unserer über 3 Jahre rollierenden Absicherung per 31. Dezember 2009 die *Base*-Preise um 32,2 CHF/MWh und die *Peak*-Preise um 35,5 CHF/MWh gefallen. In jener Zeit war die *Term-Structure der Futures* im tiefen *Contango*, was bedeutet, dass die Preise für spätere Lieferperioden einen signifikanten Aufpreis gegenüber früheren Lieferperioden aufweisen. Diese *Term-Structure* wird vielfach von Händlern als Zeichen gesehen, dass die Preise steigen. Empirisch ist dieser Zusammenhang jedoch nicht bestätigt. Es bleibt eine *Spekulation*, im *Contango* auf steigende Preise zu setzen.

Wir erklären die Differenz zwischen ausgewiesenen EBIT der *Alpiq* (CHF 1'022 Mio.) und unserem geschätzten, um Transaktionskosten bereinigten EBIT (CHF 1'472 Mio.) mit einem *Verlust aus Eigenhandel (Prop-Trading)*, der je nach Ergebnisbeitrag der *Asset-Trader* der *Alpiq*, innerhalb von [402, 510] Mio. liegt. Relativ zum *Eigenkapital* in Höhe von CHF 7'930 Mio. beträgt der *Verlust aus Eigenhandel* ca. 6%.

Es bleibt für uns die zusammenfassende Erkenntnis, dass *Timing und Richtung der Absicherung* sowie *Absicherungsvolumen* den Erfolg einer Absicherungsstrategie definieren. Hinzu kommt als Faktum, dass der *Eigenhandel* (innerhalb des Energiehandel) Absicherungen übersteuern und damit einen grossen Teil des Absicherungserfolgs vernichten kann.

Das Kontraktvolumen der *Alpiq* betrug per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009 etwa 55'000 Mio. Gemessen an einem Marktwert der Jahresproduktion von gerundet 1'500 Mio. in 2009, bedeutet dies, dass das Kontraktvolumen des Energiehandels der *Alpiq* dem 36-fachen ihrer Jahresproduktion entspricht.

Allfällige positive Ergebnisbeiträge aus einem *Vertriebsportfolio*, das *Alpiq* im Segment *Trading&Services* bewirtschaftet, würden den Verlust im *Prop-Trading* entsprechend erhöhen. Dieser zusätzliche Effekt ist in unserer geschätzten Bandbreite [402, 510] Mio., in der wir den Verlust aus dem *Prop-Trading* der *Alpiq* sehen, nicht eingeflossen.

Betrachten wir abschliessend die im Finanzbericht 2010 [3] der *Alpiq* ausgewiesenen Abschreibungen in Höhe von CHF 423 Mio., so ergibt sich für gesamt 34,8 TWh aus Produktion und Langfristbezug ein Wert von 1,22 Rp./kWh. Dies entspricht dem Wertebereich 1,2-1,3 Rp./kWh, den wir für *Abschreibungen* gemäss BFE 2018 [2e] zugrundegelegt haben. Damit dürfen wir schliessen, dass unser geschätzter Verlust für das *Prop-Trading* der *Alpiq* auf *Stufe EBITDA* und *Stufe EBIT* im Geschäftsjahr 2009 gleich hoch ausfallen.

5.2 Axpo im Geschäftsjahr 2008/09 (Bilanzstichtag 30. September 2009)

In 2008/09 wies *Axpo Holding* ihre Zahlen zur *Produktion, Handel und Vertrieb* in den Jahresergebnissen ihrer drei Tochtergesellschaften (*Axpo AG, CKW* und *EGL*) aus (Geschäftsbericht 2008/09 der *Axpo*, [4]). Die *EGL* war zu jener Zeit zuständig für den Europäischen Energiehandel und auch bis zu einem gewissen Teil für die Bewirtschaftung von Kraftwerken verantwortlich. Da es auch innerhalb der *Axpo AG* einen Geschäftsbereich *Handel und Vertrieb* gegeben hat, dazu jedoch keine hinreichende Differenzierung in der Berichterstattung vorliegt, fokussieren wir auf die relevanten Kenngrössen aus Bilanz und Konzernrechnung der *Axpo* im Finanzbericht 2008/09 [4]. Gestützt auf Geschäfts- und Finanzbericht 2008/09 [4] stehen für uns der EBIT der *Axpo AG* (CHF 385 Mio.) und *CKW* (CHF 136 Mio.) sowie der EBIT der Handelstochter *EGL* (330 Mio.) im Vordergrund.

Gemäss Geschäftsbericht 2008/09 [4] produzierte *Axpo* 8,9 TWh aus *Wasserkraft*. Die Produktion aus *Wasserkraft* unterteilen wir in *flexible Speicherenergie* (3,4 TWh) und *Laufwasser* (5,5 TWh). Weiter produzierte *Axpo* 6,9 TWh *konventionell thermisch* mit GuD-Kraftwerken mehrheitlich in Italien. Die Atomkraftwerke liefern 22,3 TWh, wovon 9,1 TWh Bezugsverträge aus Atomkraftwerken darstellen. Im Geschäftsjahr 2008/09 produzierte und beschaffte *Axpo* gesamt 38,1 TWh.

Weiter halten wir einen Absatz seitens *CKW* in Höhe von gerundet 6 TWh fest, den wir als Lieferung in die *Grundversorgung* sehen und damit um 2 Rp./kWh unter Marktpreis *Swissix* anrechnen.

Axpo 2008/09: EBIT-Beitrag aus Produktion und Vertrieb (CHF 887 Mio.)

Der *innere Wert* für *Laufwasserkraft* (3,27 Rp./kWh) angewandt auf 5,5 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 179,9 Mio.

Der *innere Wert* für *flexible Speicherenergie* (5,23 Rp./kWh) angewandt auf 3,4 TWh führt zu einem *EBIT-Anteil* von 177,8 Mio.

Der *innere Wert* für *nukleare Produktion* (2,27 Rp./kWh) angewandt auf 13,2 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 300,0 Mio.

Der *innere Wert* (1,77 Rp./kWh) eines *Bezugsvertrags für Atomstrom* angewandt auf 9,1 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 161,1 Mio.

Der *innere Wert* für *GuD-Kraftwerke* (2,73 Rp./kWh) angewandt auf 6,9 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 188,4 Mio.

Axpo hat über ihre Tochtergesellschaft CKW einen Absatz in Höhe von 6,0 TWh ausgewiesen, den wir der *Grundversorgung* zurechnen. Damit korrigieren wir für *Axpo* den *positiven Ergebnisbeitrag aus Produktion* um CHF 120 Mio. nach unten, weil eine Lieferung an gebundene Endkunden in 2008/09 um ca. 2 Rp./kWh unter Marktpreis liegt.

Summa summarum ergibt dies für *Axpo Holding* einen *positiven Ergebnisbeitrag aus Produktion und Vertrieb* in Höhe von gerundet CHF 886,8 Mio.

Axpo 2008/09: EBIT-Beitrag aus Absicherung (CHF 391 Mio.)

In 2008/09 weist die *Axpo* eine Gesamtproduktion (inkl. Bezugsverträge) in Höhe von 38,1 TWh aus. Abzüglich des Anteils an der *Grundversorgung* 6 TWh verbleiben 32,1 TWh. Da entsprechend unserer Annahme allfällige Absicherungselemente in der Bewirtschaftung der *thermischen Produktion* (6,9 TWh) sowie des *Bezugsvertrags* für Atomstrom (9,1 TWh) als miteinbezogen gelten, beträgt mit unserem Verständnis das abzusichernde Produktionsvolumen der *Axpo* 22,1 TWh, zusammengesetzt aus 3,4 TWh *flexibler Speicherenergie* und 18,7 TWh *Bandenergie*.

Der *Absicherungserlös* (2,05 Rp./kWh, Tabelle 2a) für *flexible Speicherenergie* von 3,4 TWh auf Basis einer 3-Jahre rollierenden Absicherung mit *Peak-Futures* ergibt einen *EBIT-Anteil* in Höhe von 69,7 Mio.

Der *Absicherungserlös* (1,72 Rp./kWh, Tabelle 1a) für *Bandstrom* von 18,7 TWh auf Basis einer 3-Jahre rollierenden Absicherung mit *Base-Futures* führt zu einem *EBIT-Anteil* von 321,6 Mio.

In Summe schätzen wir für *Axpo* den *positiven Handelserfolg aus Absicherung* auf CHF 391,3 Mio.

Axpo 2008/09: EBIT-Beitrag aus Asset-backed Trading in Spotmärkten, inkl. SDL (161 Mio.)

Aus *Asset-backed Trading* im (grenzüberschreitenden) Spothandel (*AbT-Spot*, 4,74 Rp./kWh, Tabelle 2a) erhalten wir für 3,4 TWh *flexible Speicherenergie* einen *EBIT-Anteil* in Höhe von CHF 161,2 Mio.

Axpo 2008/09: EBIT-Beiträge aus Asset-backed Trading in Forward-Märkten (CHF 178 Mio.)

Aus *Asset-backed Trading* in Forward-Märkten (*AbT-Future* 1,11 Rp./kWh, Tabelle 2a) erhalten wir für 3,4 TWh *flexible Speicherenergie* einen *EBIT-Anteil* von 37,7 Mio.

Aus dem *Asset-backed Trading* in Forward-Märkten (*AbT-Future* 0,75 Rp./kWh, Tabelle 1a) erhalten wir für 18,7 TWh *Bandenergie* einen *EBIT-Anteil* von 140,3 Mio.

Gesamthaft erhalten wir aus *Asset-backed Trading in Forward-Märkten* einen *positiven Handelserfolg* in Höhe von CHF 178 Mio.

Plausibilisierung und Reflexion des Jahresergebnisses 2008/09 der Axpo

Für die Vermarktung des *inneren Werts* der Axpo Kraftwerke in 2009 schätzen wir einen EBIT in Höhe von CHF 887 Mio. Der Handelserfolg für *Absicherungen* bezogen auf unseren Benchmark beträgt CHF +391 Mio für ein abzusicherndes Produktionsvolumen von 22,1 TWh. Den Handelserfolg aus *Asset-backed Trading* schätzen wir auf CHF 339 Mio. Transaktionskosten sind noch zu berücksichtigen: Axpo wies in 2008/09 innerhalb der gehandelten Energiederivate einen Bruttogeldfluss in Höhe von gerundet 22'000 Mio. aus. Legen wir zumindest ein Single A Rating der Axpo in 2009 damit 20 bp für Transaktionskosten zugrunde, so ergeben sich Transaktionskosten in Höhe von CHF 44,0 Mio. Unter Einbezug dieser Transaktionskosten ergeben sich für den *Absicherungserfolg* CHF +370 Mio. und für den geschätzten, *positiven Ergebnisbeitrag aus Asset-backed Trading* CHF +316 Mio.

Wir erkennen auf *Stufe EBIT* einen *nicht geklärten negativen Ergebnisbeitrag für Axpo* in Höhe von CHF 724 Mio. Dieser ergibt sich als Differenz zwischen dem von Axpo Holding ausgewiesenen Jahresergebnis CHF 849 Mio. (=383+136+330 Mio.) für das Geschäftsjahr 2008/09 und unserem geschätzten EBIT aus *Kraftwerksbewirtschaftung, Absicherung und Asset-backed Trading* CHF 1'573 (=887+370+316) Mio.

Wir dokumentieren im Folgenden unser Verständnis für den *nicht geklärten negativen Handelserfolg* in Höhe von CHF 724 Mio. auf Stufe EBIT.

i) Der EBIT der Axpo AG (385 Mio.) und CKW (136 Mio.) wird mit unserem geschätzten *inneren Wert* für Produktion und Vertrieb der Axpo in Höhe von 887 Mio verglichen. Es fällt auf, dass unsere Schätzung die ausgewiesenen EBITs der Axpo AG und CKW in Summe um 366 Mio. übersteigt. Wir schliessen daraus, dass im Jahresergebnis 2008/09 der Handelstochter EGL 366 Mio. als Anteil am *inneren Wert* der Axpo Kraftwerke und *Bezugsverträgen* angerechnet worden ist. Wertmässig entspricht dies in etwa der *thermischen Produktion* sowie den *Bezugsverträgen für Atomstrom*.

ii) Ohne diesen Anteil (CHF 366 Mio.) an *innerem Wert* von Kraftwerken und *Bezugsverträgen* hätte der EBIT in 2008/09 für EGL nicht CHF +330 Mio., sondern CHF -36 Mio. betragen. In diesem Teilergebnis der EGL (CHF -36 Mio.) wären die Handelserfolge der EGL aus *Absicherungen, Asset-backed Trading* und *Prop-Trading* bereits verrechnet. Wir schliessen daraus, dass EGL mit ihrem Energiehandel in Summe aus *Absicherungen, Asset-backed Trading* und *Prop-Trading* mit einem *negativen Handelserfolg* in Höhe von -36 Mio. zum Jahresergebnis 2008/09 der Axpo Holding beigetragen hat. Dieser negative Ergebnisbeitrag wurde durch *innere Werte* der Kraftwerke finanziert. Damit erfolgte aus unserer Sicht innerhalb EGL eine Querfinanzierung im Umfang von 20% zulasten der Kraftwerke.

iii) In diesem Zusammenhang halten wir der Vollständigkeit halber fest, dass für das Geschäftsjahr 2008/09 EGL offene Energiegeschäfte mit Dritten in Höhe von etwas weniger als CHF 80'000 Mio. ausgewiesen hat. Dies entspricht gerundet dem 32-fachen des Marktwerts

der Jahresproduktion der *Axpo* in 2008/9 (ohne Bezugsverträge). Es ist nicht bekannt, wie sich dieses Kontraktvolumen auf *Absicherungen*, *Asset-backed Trading* und *Prop-Trading* aufteilt.

iv) Wir leiten im Folgenden Aussagen zu den Erfolgswirkungen aus dem *Prop-Trading* ab. Dafür ist es hilfreich, das Absicherungsvolumen der *Axpo* und damit den Erfolg aus *Absicherungen* für das Geschäftsjahr 2008/09 abzuschätzen.

v) *Axpo* weist in ihrem Finanzbericht 2008/09 [4] die künftige Erfolgswirkung ihrer Absicherungsstrategie aus. Wir vergleichen die Position *Erfolgswirksame Auswirkung* am Bilanzstichtag auf die vier Folgejahre (CHF 52,5, 26,7, 13,3, 5,5 Mio.) und stellen diese jenen vier Absicherungserfolgen (17,89, 9,01, 4,26, 3,26 CHF/MWh) gegenüber, die für die Benchmark-Strategie bezogen auf die *Futures*-Preise der vier Folgejahre per Bilanzstichtag 30. September resultieren. Somit erkennen wir, dass per Bilanzstichtag 30. September 2009 *Axpo Holding* für das erste Folgejahr 2009/10 ca. 2,9 TWh, für das zweite Folgejahr 2010/11 ca. 3,0 TWh, für das dritte Folgejahr 2011/12 ca. 3,1 TWh und für das vierte Folgejahr 2012/13 ca. 1,7 TWh an Absicherungsvolumen im Rahmen des *Hedge Accounting* ausgewiesen hat. Dies entspricht gerundet etwa 3 TWh pro Folgejahr, und damit etwa 14% des für das Folgejahr abzusichernden Produktionsvolumen von ca. 22 TWh (exkl. thermische Produktion und Bezugsverträge).

vi) In den *Energiederivaten* sind sämtliche Handelsgeschäfte enthalten, die kurzfristiges Trading abdecken. Auch Absicherungspositionen können darin enthalten sein, ohne dass diese separat als solche ausgewiesen sind. Betrachtet man die Bilanzposition auf der Aktiv- und Passivseite, so fällt bei *Axpo* im Geschäftsjahr 2008/09 auf, dass *Energiederivate auf der Aktivseite* mit Wiederbeschaffungswert +1'761 Mio. *Energiederivaten auf der Passivseite* mit Wiederbeschaffungswert -1527 Mio. gegenüberstehen. Es besteht also ein Aktiven-Überhang in Höhe von 234 Mio.

vii) Die *Energiederivate* können im Allgemeinen *stark nichtlineare Auszahlungsstrukturen* aufweisen, weshalb Höhe und Vorzeichen des Überhangs alleine noch nicht definieren, wie sich die Handelstochter *EGL* gegenüber dem Markt für das neue Geschäftsjahr positioniert. Nimmt man allerdings an, dass *lineare Auszahlungsstrukturen* die *Energiederivate* mehrheitlich charakterisieren, so lässt sich aus dem Wiederbeschaffungswert der über 3-Jahre rollierenden Absicherungsstrategie Richtung und Absicherungsvolumen bestimmen, mit der die Geschäfts- und Konzernführung das neue Geschäftsjahr starten möchte. Diese Annahme wird unterstützt durch den ausgewiesenen, geringen Anteil an Optionen von ca. 1% des Kontraktvolumens [4].

viii) Betrachten wir für *Axpo* den Aktiven-Überhang in *Energiederivaten* in Höhe von +234 Mio. sowie den Wiederbeschaffungswert der Absicherungsstrategie per Bilanzstichtag 30. September 2009 in Höhe von +18 CHF/MWh, so erhalten wir schätzungsweise +13 TWh. Dies bedeutet, dass *Axpo* nebst dem *Hedge Accounting* über ihr gesamtes *Energiederivate-Portfolio* gerundet eine Long-Position (+) in Höhe von 13 TWh abgesichert hat. Praktisch heisst das, dass *Axpo* am Bilanzstichtag *wertmässig* 13 TWh über ihre Position *Energiederivate* an den Markt verkauft hat, was gerundet 50% ihrer abzusichernden Gesamtproduktion (in Höhe von ca. 22 TWh) entspricht. Zusammen mit den obigen 3 TWh aus dem *Hedge Accounting* hat *Axpo* 16 TWh (also ca. 75% ihrer abzusichernden Produktion des Folgejahres 2009/10) vermarktet.

ix) Nehmen wir Kontinuität in den Absicherungsstrategien an, so hätte *Axpo* wertmässig 75% des Absicherungserfolgs CHF 370 Mio. und damit gerundet CHF 278 Mio. im Geschäftsjahr 2008/09 erfolgswirksam realisiert. Gemäss Finanzbericht 2008/09 der *Axpo Holding AG* [4] wurde aber im Rahmen des *Hedge-Accounting* für das Berichtsjahr 2008/09 ein Verlust in Höhe von CHF 42,3 Mio. in die Erfolgsrechnung überführt, anstatt - wie oben angenommen - +278 Mio. als Absicherungserfolg. Damit fällt mit unserem Verständnis der realisierte *Verlust des Prop-Tradings* der *EGL* um CHF 42,3 Mio. höher aus.

Wir fassen unsere Erkenntnisse zusammen: Mit unserem Verständnis generierte *EGL* im Berichtsjahr 2008/09 einen positiven Ergebnisbeitrag in Höhe von CHF 366 Mio. mit der *Bewirtschaftung von Kraftwerken*, also mit dem *inneren Wert* dieser Kraftwerke. Der ausgewiesene EBIT der *EGL* in Höhe von CHF 330 Mio. lässt uns schliessen, dass *EGL* aus *Absicherungen, Asset-backed Trading* und *Prop-Trading* einen *negativen Ergebnisbeitrag* in Summe von CHF -36(=330-366) Mio. generierte.

Wir *netten* in Folge die Handelsgeschäfte der *EGL* aus *Absicherungen, Asset-backed Trading* und *Prop-Trading*: den Absicherungserfolg unseres Benchmarks für die über 3 Jahre rollierende Absicherung quantifizieren wir für *Axpo* mit CHF 391 Mio., welcher sich auf ein abzusicherndes Produktionsvolumen der *Axpo* in Höhe von 22,1 TWh bezieht. Wir hätten erwartet, dass ein Absicherungserfolg in Höhe von CHF 391 Mio. in das Jahresergebnis überführt worden wäre. Gemäss Finanzbericht 2008/09 der *Axpo* [4] wurde ein Verlust in Höhe von CHF 42,3 Mio. überführt. Damit schliessen wir, dass *Axpo spekulativ* auf eine Absicherung verzichtete und gleichzeitig Gegenpositionen als Sicherungsgeschäfte deklarierte, die einen Verlust in Höhe von gerundet CHF 42 Mio. generierten, was den *negativen Ergebnisbeitrag* in Höhe von CHF 36 Mio. erklärt. Es verbliebe damit ein *genetteter* positiver Ergebnisbeitrag von CHF +6(=-36-(-42)) Mio., der von *Asset-Tradern* und *Prop-Tradern* in Summe generiert worden ist. Nehmen wir nun an, dass 50% (CHF 158 Mio.) unseres geschätzten Erlöspotenzials (CHF 316 Mio.) mit *Asset-backed Trading* realisiert wurde, so würde dies für das *Prop-Trading* einen Verlust in Höhe von CHF 158-6=152 Mio. nach sich ziehen. Hätten die *Asset-Trader* der *EGL* unser geschätztes Erlöspotenzial in Höhe von CHF 316 Mio. zur Gänze realisiert, so beliefe sich der *Verlust der Prop-Trader* auf 316-6=310 Mio. CHF. *Per definitionem* rechnen wir den Erfolg aus Handelsgeschäften, die von vorgegebenen Absicherungsstrategien abweichen oder diese übersteuern, zum *Eigenhandel (Prop-Trading)*. Damit ist der *nicht generierte, positive Absicherungserfolg* (CHF +391 Mio.) als negativer Handelserfolg in Höhe von CHF 391 Mio zusätzlich dem *Eigenhandel (Prop-Trading)* der *EGL* anzurechnen.

Summa summarum schliessen wir, dass der *Eigenhandel (Prop-Trading)* der *EGL* im Geschäftsjahr 2008/09 möglicherweise einen Verlust auf *Stufe EBIT* in der Bandbreite von CHF 543-701 Mio. generierte. Der untere Wert dieser Bandbreite ergibt sich aus der Summe 391+152 Mio., der obere Wert aus der Summe von 391+310 Mio. Relativ zum *Eigenkapital* in Höhe von CHF 7'595 Mio. beträgt der *Verlust aus Eigenhandel* ca. 8-9%.

Das Kontraktvolumen der *EGL* betrug per Bilanzstichtag 30. September 2009 etwas weniger als 80'000 Mio. Gemessen an einem Marktwert der Jahresproduktion von gerundet 2'500 Mio. in 2009, bedeutet dies, dass das Kontraktvolumen des Energiehandels der *Axpo* dem 32-fachen ihrer Jahresproduktion entspricht.

Allfällige positive Ergebnisbeiträge aus einem *Vertriebsportfolio*, das von *EGL* bewirtschaftet wurde, würden den Verlust im *Prop-Trading* entsprechend erhöhen. Dieser zusätzliche Effekt ist in unserer geschätzten Bandbreite [543, 701] Mio., in der wir den Verlust aus dem *Prop-Trading* sehen, nicht eingeflossen.

Es spricht somit auch im Fall *Axpo* einiges dafür, dass – sehr offensiv formuliert – *Axpo* zu jener Zeit eine Wette darauf eingegangen ist, dass die Strompreise an den Handelsplätzen *nicht fallen* werden. Tatsächlich sind gemessen am Benchmark unserer über 3 Jahre rollierenden Absicherung per 30. September 2009 die *Base*-Preise um 17,2 CHF/MWh und die *Peak*-Preise um 20,5 CHF/MWh gefallen. Die *Term-Structure der Futures* im tiefen *Contango* dürfte die Verantwortlichen der *Axpo* dazu verführt haben, sogar *spekulative Gegenpositionen* aufzubauen, oder zumindest zuzulassen.

Abschliessend stellen wir noch fest, dass die *Abschreibungen* der *Axpo* in Höhe von CHF 232 Mio. bezugnehmend auf 38,1 TWh einer Gestehungskostenkomponente von 0,61 Rp./kWh entspricht. Diese fällt zumindest um 0,59 Rp./kWh tiefer aus, als wir gestützt auf BFE 2018 [2e] für unsere *EBIT-relevanten Gestehungskosten* genommen haben. Damit schliessen wir, dass auf *Stufe EBITDA*, der Verlust der *EGL* aus ihrem *Eigenhandel (Prop-Trading)* um gerundet CHF 225 Mio. höher ausfallen könnte.

5.3 BKW im Geschäftsjahr 2009 (Bilanzstichtag 30. Dezember 2009)

In 2009 wies *BKW* ihr Ergebnis aus Produktion und Handel in den beiden Geschäftsbereichen *Energie Schweiz* und *Energie International und Handel* aus. Gemäss Finanzbericht 2009 [5] produzierte *BKW* 4,1 TWh aus *Wasserkraft*. Die Produktion aus *Wasserkraft* unterteilen wir weiter in *flexible Speicherenergie* (1,6 TWh) und *Laufwasserenergie* (2,5 TWh). Weiter produziert *BKW* 0,6 TWh *thermisch*. Die Atomkraftwerke inkl. Bezugsverträge liefern 5,8 TWh zum Produktionsvolumen der *BKW*. Wir teilen dieses Volumen hälftig auf *nukleare Produktion* (Kraftwerk Mühleberg, 2,9 TWh) und *Bezugsverträge für Atomstrom* (2,9 TWh). Im Geschäftsjahr 2008/09 produzierte und beschaffte *BKW* gesamt 10,5 TWh.

In der *Grundversorgung* beträgt mit unserem Verständnis der Absatz der *BKW* ca. 8 TWh, die um 2 Rp./kWh unter Marktpreis abzugeben sind.

BKW 2009: EBIT-Beiträge aus Produktion und Vertrieb (CHF 143 Mio.)

Der *innere Wert* für *Laufwasserkraft* (3,54 Rp./kWh) angewandt auf 2,5 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 88,5 Mio.

Der *innere Wert* für *flexible Speicherenergie* (4,17 Rp./kWh) angewandt auf 1,6 TWh führt zu einem *EBIT-Anteil* von 66,7 Mio.

Der *innere Wert* für *nukleare Produktion* (2,54 Rp./kWh) angewandt auf 2,9 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 73,7 Mio.

Der *innere Wert* für *Bezug von Atomstrom* (2,04 Rp./kWh) angewandt auf 2,9 TWh ergibt einen *EBIT-Anteil* von 59,2 Mio.

Der innere Wert für thermische Produktion (2,54 Rp./kWh) angewandt auf 0,6 TWh ergibt einen EBIT-Anteil von 15,2 Mio.

BKW weist unter der Position *Vertrieb Schweiz* 8 TWh aus, die wir als Lieferung in die *Grundversorgung* behandeln. Damit reduzieren wir für BKW den EBIT aus Produktion und Vertrieb um CHF 160 Mio., weil eine Lieferung in 2009 an gebundene Endkunden um ca. 2 Rp./kWh tiefer als der Markt entschädigt wird.

Summa summarum schätzen wir für BKW den EBIT aus Produktion und Vertrieb auf gerundet CHF 143,3 Mio.

BKW 2009: EBIT-Beitrag aus Absicherung (CHF 85,8 Mio.)

In 2009 weist die BKW eine Gesamtproduktion (inkl. Bezugsverträge) in Höhe von 10,5 TWh aus. Abzüglich des Anteils an der *Grundversorgung* 8 TWh verbleiben 2,5 als abzusichernde Menge, welche wir aus 1,6 TWh *flexible Speicherproduktion* und 0,9 TWh *Laufwasserproduktion* zusammensetzen.

Der *Absicherungserlös* (3,55 Rp./kWh, Tabelle 2b) für *flexible Speicherenergie* 1,6 TWh auf Basis einer über drei Jahre rollierenden Absicherung mit *Peak-Futures* ergibt einen EBIT-Anteil in Höhe von CHF 56,8 Mio.

Der *Absicherungserlös* (3,22 Rp./kWh, Tabelle 1b) für *Bandstrom* auf Basis einer über drei Jahre rollierenden Absicherung mit *Base-Futures* führt für 0,9 TWh zu einem EBIT-Anteil in Höhe von CHF 29,0 Mio.

BKW 2009: EBIT-Beitrag aus Asset-backed Trading in Spotmärkten (CHF 72,3 Mio.)

Aus *Asset-backed Trading* im (grenzüberschreitenden) Spothandel (*AbT-Spot* 4,52 Rp./kWh, Tabelle 2b) erhalten wir für 1,6 TWh *flexible Speicherenergie* einen EBIT-Anteil von 72,3 Mio.

BKW 2009: EBIT-Beitrag aus Asset-backed Trading in Forward-Märkten (CHF 24,1 Mio.)

Das *Asset-backed Trading in Forward-Märkten* beschränken wir auf das abzusichernde Produktionsvolumen in Höhe von 2,5 TWh, das sich aus 1,6 TWh *flexibler Speicherenergie* und 0,9 TWh *Laufwasserenergie* zusammensetzt.

Aus dem *Asset-backed Trading in Forward-Märkten* (*AbT-Future* 1,08 Rp./kWh, Tabelle 2b) erhalten wir für 1,6 TWh *flexible Speicherenergie* einen EBIT-Anteil von 17,3 Mio.

Aus dem *Asset backed Trading in Forward-Märkten* (*AbT-Future* 0,75 Rp./kWh, Tabelle 1b) erhalten wir für 0,9 TWh Bandenergie einen EBIT-Anteil von CHF 6,8 Mio.

Plausibilisierung und Reflexion des Jahresergebnisses 2009 der BKW

Wir schätzen ohne Einbezug von Transaktionskosten den positiven Ergebnisbeitrag aus *Produktion und Vertrieb* (143,3 Mio.), *Absicherungen* (85,8 Mio.) und aus *Asset-backed Trading* (96,4 Mio.) auf gerundet 325 Mio. BKW wies in 2009 innerhalb der gehandelten Energiederivate einen Bruttogeldfluss in Höhe von gerundet CHF 3'500 Mio. aus. Nehmen wir zumindest ein Single A Rating der BKW in 2009 an und legen wir damit 20 bp für Transaktionskosten zugrunde, so ergeben sich Transaktionskosten in Höhe von CHF 7,0 Mio. Damit erhalten wir für die beiden Geschäftsbereiche der BKW in 2009 einen geschätzten EBIT in Höhe von CHF 318 Mio., der sich aus einem *positiven Handelserfolg aus Produktion und Vertrieb* in Höhe von 140 Mio. sowie einem *positiven Absicherungserfolg* (CHF 84 Mio.) und einen geschätzten, positiven Ergebnisbeitrag aus *Asset-backed Trading* (CHF 94 Mio.) zusammensetzt.

Stellen wir unsere Schätzung des *inneren Wertes* der Kraftwerke und Bezugsverträge von CHF 140 Mio. dem von der BKW für den Geschäftsbereich *Energie Schweiz* ausgewiesenen EBIT in Höhe von CHF 74,2 Mio. gegenüber, so entfallen mit unserem Verständnis in 2009 gerundet 66 Mio. dem Geschäftsbereich *Energie International und Handel*. Wertmässig entspricht dies in etwa der *thermischen Produktion* und dem *Bezug von Atomstrom*.

BKW weist in ihrem Finanzbericht 2009 *kein Hedge-Accounting für Energieabsicherung* aus. Wir erinnern daran, dass Absicherungsgeschäfte nicht notwendigerweise in das *Hedge-Accounting* fliessen müssen. Auch muss die Segmentberichterstattung nicht zwangsläufig das tatsächliche Absicherungsergebnis widerspiegeln. Absicherungserfolge können a) vor Bilanzstichtag realisiert werden, beispielsweise wenn das Absicherungsinstrument glattgestellt wird, oder b) in den Wiederbeschaffungswerten der Energiederivate bilanziert werden.

In den *Energiederivaten* sind sämtliche Handelsgeschäfte enthalten, die kurzfristiges Trading abdecken. Auch Absicherungspositionen können darin enthalten sein, ohne dass diese separat als solche ausgewiesen sind. Betrachtet man die Bilanzposition auf der Aktiv- und Passiv-Seite, so fällt bei BKW im Geschäftsjahr 2009 auf, dass *Energiederivate* auf der Aktiv-Seite mit Wiederbeschaffungswert +125 Mio. *Energiederivaten* auf der Passiv-Seite mit Wiederbeschaffungswert -130 Mio. gegenüberstehen. Es besteht also ein Passiven-Überhang in Höhe von -5 Mio., der darauf hindeutet, dass offene Positionen in dieser Höhe bestehen.

Die Energiederivate können im Allgemeinen *stark nichtlineare Auszahlungsstrukturen* aufweisen, weshalb Höhe und Vorzeichen des Überhangs alleine noch nicht definieren, wie sich die Handelseinheit gegenüber Aussen für das neue Geschäftsjahr positioniert. Das Kontraktvolumen weist keine Optionen aus, womit wir auf *lineare Auszahlungsstrukturen* in den *Energiederivaten* bei BKW schliessen. Aus dem Wiederbeschaffungswert der 3-Jahre rollierenden Absicherungsstrategie ist *Richtung* und *Absicherungsvolumen* zu erkennen, wie die Geschäfts- und Konzernführung das neue Geschäftsjahr starten möchte.

Nehmen wir nun für BKW den Passiven-Überhang in *Energiederivaten* in Höhe von -5 Mio. sowie den Wiederbeschaffungswert der Absicherungsstrategie in Höhe von +18 CHF/MWh auf Basis des Front-Futures für Lieferung in 2010 (per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009). Wir erhalten gerundet *minus* 0,278 TWh. Dies zeigt mit unserem Verständnis, dass BKW über sein *Energiederivate-Portfolio* gerundet eine *Short-Position* in Höhe von 0,278 TWh abgesichert hat.

Praktisch heisst das, dass *BKW* bis zum Bilanzstichtag *wertmässig* um 0,278 TWh vom Markt mehr eingekauft hat, als sie an Vertriebsvolumen für die Folgejahre aufweist.

Über die beiden Geschäftsbereiche der *BKW* schätzen wir unter Einbezug der Transaktionskosten das EBIT-Potenzial auf CHF 318 (=140+84+94) Mio. *BKW* weist für die beiden Geschäftsbereiche zusammen einen *EBIT* in Höhe von gerundet CHF 234 Mio. aus. Der *nicht geklärte Anteil eines negativen Ergebnisbeitrags* beträgt auf *Stufe EBIT* +84 Mio., welcher kleiner ausfällt als unser geschätzter positiver Ergebnisbeitrag aus *Asset-backed Trading* in Höhe von CHF 94 Mio. Damit sehen wir auf *Stufe EBIT* den Absicherungserfolg auf Basis unseres Benchmarks in Höhe von CHF 86 Mio. im Jahresergebnis der *BKW* realisiert. Dies ist nicht Teil des *Hedge-Accounting*, sondern Teil des Energiehandels. Damit wird der in 2009 resultierende Absicherungserfolg implizit als Handelserfolg der *BKW* ausgewiesen. In diesem Sinne möchten wir festhalten, dass unserer Ansicht nach der Absicherungserfolg *de facto* durch die Entwicklung der Strompreise bestimmt ist und losgelöst vom Handelserfolg zu dokumentieren wäre.

Sofern die *Asset-Trader* 50% (CHF 47 Mio.) unseres geschätzten EBIT-Potenzials (CHF 94 Mio.) realisierten, würde dies für das *Prop-Trading* der *BKW* ein *negatives Handelsergebnis* in Höhe von Mio. 37 Mio bedeuten. Im Falle, dass die *Asset-Trader* zur Gänze die geschätzten CHF 94 Mio. realisierten, ergäbe dies einen *Verlust aus Prop-Trading* in Höhe von CHF 84 Mio.

Summa summarum schliessen wir, dass der *Eigenhandel (Prop-Trading)* der *BKW* im Geschäftsjahr 2009 einen Verlust auf *Stufe EBIT* in der Bandbreite von CHF 37-84 Mio. generierte. Dieser fällt kleiner aus, als das von uns geschätzte EBIT-Potenzial für das *Asset-backed Trading* (CHF 94 Mio.). Damit zeigt sich aus unserer Sicht, dass der *Absicherungserfolg* konsistent mit den Marktentwicklungen realisiert wurde. Aufgrund fehlendem *Hedge-Accounting* kommt dieser indirekt als Handelserfolg des Energiehandels in der Berichterstattung zu Geltung. Allfällige positive Ergebnisbeiträge aus einem über die *Grundversorgung* hinausgehenden *Vertriebsportfolio*, das von *BKW* bewirtschaftet wurde, würde den Verlust im *Prop-Trading* erhöhen. Dieser zusätzliche Effekt ist in unserer geschätzten Bandbreite [37, 84] Mio., in der wir den Verlust aus dem *Prop-Trading* der *BKW* sehen, nicht eingeflossen. Relativ zum *Eigenkapital* in Höhe von CHF 3'244 Mio. beträgt der *Verlust aus Eigenhandel* ca. 1-3%

Das Kontraktvolumen der *BKW* betrug per Bilanzstichtag 31. Dezember 2009 gerundet CHF 2'000 Mio. Gemessen an einem Marktwert der Jahresproduktion von ca. 750 Mio. in 2009, bedeutet dies, dass das Kontraktvolumen des Energiehandels der *BKW* dem 4-fachen ihrer Jahresproduktion entspricht.

Unter Einbezug der *Abschreibungen* stellen wir für *BKW* abschliessend Folgendes fest: die *Abschreibungen* der *BKW* in Höhe von CHF 61,3 Mio. bezugnehmend auf einem Produktionsvolumen von 10,5 TWh (inkl. Bezugsverträgen) entsprechen einer Gestehungskostenkomponente von 0,58 Rp./kWh. Diese fällt um zumindest 0,62 Rp./kWh tiefer aus, als wir auf Basis des BFE 2018 [2e] für unsere EBIT-relevanten Gestehungskosten angenommen haben. Damit schliessen wir, dass auf *Stufe EBITDA*, der *negative Ergebnisbeitrag aus Eigenhandel (Prop-Trading)* um etwa CHF 65 Mio. höher ausfallen könnte.

6. Resümee

Die von uns kalkulierten Erlöspotenziale *des Asset-backed Trading* basieren auf Modellen und Annahmen, deren Robustheit wir in den vorangegangenen Abschnitten dokumentiert haben. Zusammen mit den Ausführungen zur finanziellen Berichterstattung belegen sie die Notwendigkeit erhöhter Transparenz in Bezug auf Absicherungsgeschäfte, *Asset-backed* und *Prop-Trading*. Ansonsten besteht die Gefahr, dass sich Performancerisiken des *Prop-Tradings* mit *Absicherungsgeschäften*- oder Erlöspotenzialen des *Asset-backed Trading* überlagern. Die differenzierte Performance- und Risikobetrachtung der angesprochenen Unternehmensaktivitäten, insbesondere in Bezug auf Risiko- und Spekulationsgeschäfte, gehört zu guter *Corporate Governance*.

Zu berücksichtigen ist, dass die IFRS-Rechnungslegung ein allgemeines, an Prinzipien orientiertes Rechnungslegungssystem ist und nicht alle, insbesondere branchenspezifischen Bilanzierungsfragen im Detail regelt. Dies darf aber nicht dazu führen, dass im Berichtswesen die Bereitstellung entscheidungsnützlicher Informationen eingeschränkt wird. Verwaltungsrat und Stakeholder müssen im Sinne guter *Corporate Governance* differenziert über die Performance und Risiken der einzelnen Geschäftsmodelle im Stromhandel und von Absicherungsgeschäften informiert werden, um handlungsfähig zu bleiben.

Im Einzelnen bedeutet das beispielsweise, dass es Erläuterungen bedarf, zu welchem Zweck Energiederivate eingegangen wurden, inklusive Ausweis der jeweiligen Performance, Volumina und Risiken. Insbesondere weil sich Energiederivate regelmässig dem *Prop-Trading*, *Asset-backed Trading* und *Absicherung* zuordnen lassen. Dies kann separat im Anhang, aber auch über eine Zuordnung in der Segmentberichterstattung erfolgen.

Weiterhin sind ein Aktiven- oder Passiven-Überhang bei den *Energiederivaten* erläuterungsbedürftig. Offene Positionen sollten in Bezug auf ihre Risiken detailliert ausgewiesen und erläutert werden. Auch sollten signifikante nichtlineare Zusammenhänge zwischen *Energiederivaten* auf der Aktiv- und Passivseite im Geschäfts- bzw. Finanzbericht in Bezug auf ihre Entstehung erläutert werden.

Dass die Nachverfolgung und eindeutige Zuordnung von *Hedging* Aktivitäten die Berichterstattung nach IFRS vor erhebliche Herausforderungen stellt, die Risikopositionen aus Sicht des Risikomanagements adäquat abzubilden, ist bekannt. Die Eliminierung sog. *Accounting Mismatches* wird auch in Zukunft nicht vollumfänglich möglich sein. Die sollte aber die Geschäftsleitung nicht daran hindern, signifikante Abweichungen zwischen Accounting und Risikomanagement zu erläutern. Beispielsweise sollte erläutert sein, welche Absicherungsstrategie das Unternehmen verfolgt und in welchem Umfang Sicherungsbeziehungen nachträglich angepasst oder vom Unternehmen verworfen wurden bzw. welche Erfolgswirkung aus den Anpassungen resultierte.

Timing und Richtung der Absicherung sowie *Absicherungsvolumen* definieren den Erfolg einer Absicherungsstrategie. Wir halten warnend fest, dass der *Eigenhandel (Prop-Trading)* innerhalb des Energiehandels nebst potentiellen spekulativen Verlusten auch die umgesetzten Absicherungen übersteuern und damit einen grossen Teil des Absicherungserfolgs vernichten kann. Wir haben anhand der Berichterstattungen [3,4,5] der *Alpiq*, *Axpo* und *BKW* erkannt,

dass im Geschäftsjahr 2009 bzw. 2008/09 das *Hedge-Accounting* nicht oder in einem sehr geringen Ausmass angewandt wird. *Spekulativer Handel (Eigenhandel, Prop-Trading)* beginnt mit unserem Verständnis bereits bei der Überschreitung von vorgegebenen Absicherungskorridoren. Auf Basis dieses Kriteriums und unserer Unterteilung des EBIT nach *inneren Wert der Kraftwerke (inkl. Bezugsverträgen), Absicherungsgeschäften, Asset-backed Trading* und *Eigenhandel (Prop-Trading)* stellen wir fest, dass der *spekulative Handel* mit negativem Ergebnisbeitrag das Jahresergebnis 2009 bzw. 2008/09 schwächt. Für *Alpiq* und *Axpo* schätzen wir diesen *negativen Ergebnisbeitrag aus Eigenhandel (Prop-Trading)* in mittleren dreistelligen Millionenbeträgen. Aus unserer Sicht werden bei *Alpiq* die Verluste des Eigenhandels querfinanziert mit *Asset-backed Trading*, bei *Axpo* zusätzlich noch mit einem ca. 20% EBIT-Anteil, der aus der Kraftwerksbewirtschaftung durch EGL resultiert. Im Falle *BKW* erkennen wir, dass unser geschätzter Absicherungserfolg nicht via *Hedge-Accounting* sondern indirekt über Handelsgeschäfte innerhalb des Energiehandels realisiert wurde. Weiter dürften die an den *Eigenhandel (Prop-Trading)* vorgegebene Verlustlimite kleiner als unser geschätztes EBIT-Potenzial des *Asset-backed Trading* ausfallen. Für *BKW* schätzen wir einen negativen Ergebnisbeitrag aus *Eigenhandel (Prop-Trading)* in einer Bandbreite von [37,84] Mio., der aus unserer Sicht den (positiven) Ergebnisbeitrag der *Asset-Trader* der *BKW* schmälert.

Gestützt auf unseren Annahmen und Analysen haben wir den *Ergebnisbeitrag des Eigenhandels (Prop-Trading)* als Teil des Energiehandels innerhalb der drei grossen Schweizer Stromproduzenten für das Geschäftsjahr 2008/09 bzw. 2009 analysiert und vom *Asset-backed Trading* abgegrenzt. In die Analyse miteingeflossen sind der *innere Wert des Kraftwerkparks* und *Absicherungsgeschäfte* sowohl im *Hedge-Accounting* wie auch innerhalb des Energiehandels. Wie sich unter unseren Modellstrukturen der Ergebnisbeitrag aus *Eigenhandel* für die drei grossen Schweizer Stromproduzenten in den nachfolgenden Geschäftsjahren 2010-2018 entwickelte, ist Gegenstand anstehender Untersuchungen.

7. Referenzen

- [1] Akademie der Wissenschaften Schweiz (2012): *Zukunft Stromversorgung Schweiz*, ([Link](#))
- [2a] BFE (2018): *Schweizer Elektrizitätsstatistik 2008-2017* ([Link](#)).
- [2b] BFE (2017): *Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (2008-2017)* ([Link](#)).
- [2c] BFE: *Energiebezogene Differenzierung der Input-Output-Tabelle 2014*. ([Link](#))
- [2d] BFE (2017): *Studie „Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitlauf“*, November 2017. ([Link](#))
- [2e] BFE (2018): *Rentabilität der Schweizer Wasserkraft (Resultate einer Datenumfrage bei Betreibern von Schweizer Wasserkraftwerken im Auftrag des UREK-N)*, Bericht vom 29. Januar 2018, ([Link](#))
- [2f] BFE (2018): *Tag der Wasserkraft, Präsentation*, Kraftwerke Sarganserland, 19. Sept. 2018,
- [2g] BFE (2018): *Revision Strom VG – Konsequenzen aus der Vernehmlassungsvorlage für die Stromwirtschaft*, Stromtagung 2018, Schweizer Börse, 30. November 2018. ([Link](#))

- [3] Alpiq: *Finanzberichte 2009 - 2018*
- [4a] Axpo: *Finanzberichte 2008/09, ..., 2017/18*
- [4b] Axpo: *Nachhaltigkeitsberichte 2008/09 - 2017/18*
- [5] BKW: *Geschäftsberichte 2009 - 2018*
- [6] Swissgrid: *Geschäftsberichte 2009-2018*

- [7] Credit Suisse: *Swiss Credit Handbook 2017, Investment Solutions & Products*, Swiss Institutional Credit Research, September 2017.

- [8] Phillipini M., Geissmann T. (2018): *Kostenstruktur der Schweizer Wasserkraft*, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie; CEPE ETH Zürich ([Link](#)).

- [9a] Frauendorfer K., Schürle M. (2017): *Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft*, Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [9b] Frauendorfer K., Schürle M. (2017): *Das Erlöspotenzial der Schweizer Grosswasserkraft*, Technische Dokumentation, Studie im Auftrag der Regierungskonferenz der Gebirgskantone; ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).

- [10a] Frauendorfer K., Gutsche R. (2018): *Accounting-Puzzle in der Schweizer Stromwirtschaft: Die Geschäftsjahre 2015-2017*, White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#)).
- [10b] Frauendorfer K., Gutsche R. (2018): *Accounting Insight – Systemrisiken in der Schweizer Stromwirtschaft*, Stromtagung 2018, Schweizer Börse, 30. November 2018 ([Link](#))

- [11] Frauendorfer K., Gutsche R. (2019): *Die Rolle des Stromhandels in der Schweizer Stromwirtschaft*», White Paper, ior/cf-HSG, Universität St.Gallen ([Link](#))

- [12] Hecker C., Zauner E., Carr L., Hötzl S.: *Modellierung der flexiblen Energiebereitstellung von Wasserkraftwerken in Europa*; Internationales Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, IEWT 2015 ([Link](#)).

- [13] Kost C, Shammugam S., Jülch V., Nguyen H., Schlegl T.: *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energie*, Fraunhofer ISE, März 2018. ([Link](#))

- [14] Piot M. (2017): *Wirtschaftlichkeit der Wasserkraft in der Schweiz*; in *Wasserwirtschaft* 1/2017.

- [15] Schintowski, Scholz, Schuler (2018): *Handbuch Energiehandel*, 4. Auflage, Erich Schmidt Verlag

- [16] Schobinger H., Teufel B., Fitoussi C. (2017): *Studie «Wirtschaftliche Situation von Schweizer Energieversorgungsunternehmen im Zeitverlauf»*; November 2017, Ernst & Young AG, ([Link](#))

Referenzen (erweitert)

- [17] Björk, T. (2009): *Arbitrage Theory in Continuous Time*, 3rd Ed., Oxford 2009.
- [18] SCCER-CREST (2016): *Wasserkraft: Wiederherstellung der Wettbewerbsfähigkeit*; White Paper – März 2016, ([Link](#))
- [19a] Schlecht I., Weigt H. (2016): *Long Drought Ahead? The Future Revenue Prospects of Swiss Hydropower*; SCCER-CREST WP3 Working Paper. WP-2016/03. ([Link](#))
- [19b] Schillinger M., Weigt H., Schumann R., Barry M. (2017): *Hydropower operation in a changing environment*, SCCER-CREST WP3 Working Papers. ([Link](#))
- [19c] Barry M., Betz R., Fuchs S., Gaudard L., Geissmann T., Giuliani G., Hediger W., Herter M., Kosch M., Romero F., Schillinger M., Schlange L., Schuler C., Schumann R., Voegeli G., Weigt H. (2019): *The Future of Swiss Hydropower: Distributional Effects of Water Fee Reform Options*, Final Project Report, March 2019. ([Link](#))

Medienberichte

- [20] Bilanz (2010): *Handeln bis die Leitung glüht*; S. 48-52 (Ausgabe 7/2010) ([Link](#))
- [21] NZZ (2018): *Eldorado der Stromfirmen in Italien*; (Ausgabe 2. Februar 2018; [Link](#))
- [22] Universität St.Gallen (2018): *Order Book Quality for Swiss Blue Chips in Europe*, ior/cf-HSG ([Link](#))
- [23] Handelszeitung (2018): *Verspätung der Strom-Liberalisierung kostet Kleinkunden 4,3 Milliarden*; ([Link](#))
- [24] Handelszeitung (2019): *Axpo soll sich aufspalten*. ([Link](#))
- [25] Alpiq: Interview mit CEO und VR-Präsident Jens Alder, ECO SFR, 4. März 2019 ([Link](#))
- [26] <https://www.iorcf.eu>: Tägliche Strompreisprognosen des ior/cf-HSG (seit 2008) für Marktgebiet Deutschland/Austria (seit 2008), Schweiz (seit 2008), Frankreich (seit 2015), Österreich (seit 2017), Deutschland (seit 2017).

